Electric Power in Canada 1986

Electrical Energy Branch
Energy Commodities Sector
Energy, Mines and Resources Canada

Published under the authority of the Minister of
Energy, Mines and Resources
Government of Canada

Copies of this publication are available upon request to:
Electrical Energy Branch
Energy, Mines and Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Aussi disponible en français: s'adresser à
Direction de l'énergie électrique
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

© Minister of Supply and Services Canada, 1987
Cat. No: M23-7/1986E
ISBN: 0-662-15175-5
ISSN: 0070-962X

Acknowledgments

The Department of Energy, Mines and Resources gratefully acknowledges the cooperation of the electric utilities in the preparation of this publication.

Photographs provided through the courtesy of: Alberta Power Ltd.; Hydro-Québec; Manitoba Hydro-Electric Board; Newfoundland and Labrador Hydro; Newfoundland Light & Power Co. Ltd.; Ontario Hydro; Saskatchewan Power Corporation; and TransAlta Utilities Corporation.

CONTENTS

The Electric Power Industry in Canada	1
Canadian Electricity in the International Context	6
The Regulatory Environment	11
Electricity Consumption	15
Electricity Generation	20
Capacity and Reserve Margins	25
Electricity Trade	29
Transmission	36
Electric Utility Investment and Financing	43
Costing and Pricing	47
Appendix	53
Definitions and Abbreviations	68

TABLES

Table 1.1.	Canada's major electric utilities	1
Table 1.2.	Electrical capacity and production by utilities and industrial establishments, 1970-1986	2
Table 1.3.	Electric utility assets, revenue and employees, 1985	3
Table 2.1.	International comparison of installed generating capacity, 1985	6
Table 2.2.	International comparison of electricity generation by fuel type, 1985	7
Table 2.3.	International comparison of per capita electricity consumption, 1985	8
Table 2.4.	International comparison of total electricity consumption growth rates	9
Table 2.5.	International comparison of electricity consumption per unit of GDP	9
Table 4.1.	Provincial growth in electricity consumption, 1982-1986	15
Table 4.2.	Provincial electricity consumption and generation, 1986	16
Table 4.3.	Total electricity consumption in Canada by sector, 1982-1986	16
Table 4.4.	Electricity consumption growth rates by sector, 1982-1986	16
Table 4.5.	Per capita electricity consumption by province, 1986	18
Table 4.6.	Peak demand in Canada	19
Table 4.7.	Load factor in Canada	19
Table 5.1.	Sources of electricity production	20
Table 5.2.	Electricity generation by province	20
Table 5.3.	Electrical energy production by fuel type, 1986	22
Table 5.4.	Fossil fuels used by utilities, 1986	23

TABLES

Table 6.1.	Major additions to installed generating capacity, 1986	25
Table 6.2.	Installed generating capacity by fuel type, 1986	25
Table 6.3.	Installed capacity by province	27
Table 6.4.	Surplus capacity, 1986	27
Table 6.5.	Changes in net surplus, 1982-1986	28
Table 7.1.	Canada-U.S. electricity trade, 1982-1986	29
Table 7.2.	Electricity exports and revenues by province, 1985-1986	30
Table 7.3.	Firm and interruptible exports, 1986	31
Table 7.4.	Energy sources of electricity exports, 1986	31
Table 7.5.	Exporting provinces and importing markets, 1986	32
Table 7.6.	Provincial shares of Canadian exports, 1982-1986	33
Table 7.7.	Canadian energy trade, 1982-1986	33
Table 7.8.	Interprovincial transfers, 1982-1986	34
Table 8.1.	Transmission circuit length in Canada, 1986	36
Table 8.2.	Provincial interconnections at year end, 1986	37
Table 8.3.	Major interconnections between Canada and the United States	38
Table 9.1.	Electric utility capital investment, 1977-1986	43
Table 9.2.	Capital investment by function, 1977-1986	43
Table 9.3.	Capital investment by major electric utility	44
Table 9.4.	Major electric utility long-term debt and sources of financing, 1985	44
Table 9.5.	Comparison of Canadian and U.S. electric utility debt ratios	45

TABLES

Table 10.1.	Inflation, interest rates, and construction costs, 1967-1986	47
Table 10.2.	Cost of fuel for electricity generation, 1969-1985	48
Table 10.3.	Average revenue from electricity sales by province, 1976-1985	48
Table 10.4.	Major electric utilities' statements of income, 1985	49
Table 10.5.	Monthly electricity costs for selected Canadian cities, January 1986	49
Table 10.6.	Average annual rate increases, 1977-1986	50

FIGURES

Figure 4.1.	Electricity generation, consumption and net transfers, 1986	17
Figure 4.2.	Primary energy consumption in Canada, 1986	18
Figure 4.3.	Secondary energy consumption in Canada, 1986	18
Figure 5.1.	Major generating stations by province, 1986	21
Figure 5.2.	Production by region and energy source, 1986	23
Figure 6.1.	Capacity by region and energy source, 1986	26
Figure 6.2.	Historical installed capacity by fuel type, 1960-1986	26
Figure 7.1.	Net electricity exports and Canadian merchandise trade, 1986	31
Figure 7.2.	Net electricity exports and Canadian energy trade, 1986	32
Figure 7.3.	Electricity trade, 1986	35
Figure 8.1	Major long distance transmission systems	40
Figure 8.2.	Major provincial and international interconnections	41
Figure 9.1.	Capital investment by function, 1986	43
Figure 10.1.	Price indices, 1971-1986	51

From TransAlta Utilities' system control centre, the company monitors the operation of its 68 000 km of transmission and distribution lines. The centre also allows for the dispatch of electrical energy from the company's 13 hydroelectric and three coal-fired plants.

The Electric Power Industry in Canada

INDUSTRY STRUCTURE

Under the Canadian Constitution, electricity is primarily within the jurisdiction of the provinces. As a consequence, Canada's electrical industry is organized along provincial lines. In most provinces, the industry is highly integrated, with the bulk of the generation, transmission, and distribution provided by a few dominant utilities. Although some of these utilities are privately owned, most are Crown corporations owned by the provinces. The dominant utilities are listed in Table 1.1.

Among the major electric utilities, eight are provincially owned, four are investor-owned, two are municipally owned, and one is a federal Crown corporation. In 1986, provincial electric utilities owned about 84 per cent of total installed generating capacity and produced about 84 per cent of total generated electricity. The four investor-owned utilities accounted for 6 per cent of all Canadian electric utility capacity and produced about 7 per cent of total energy. Municipally owned utilities in Manitoba and Alberta accounted for 1.2 per cent of capacity ownership, but produced only 0.3 per cent of total generated electricity. The federal government plays an insignificant role in capacity ownership and generation in Canada. Although the federally owned Northern Canada Power Commission generates and distributes most of the electricity supplied in the Yukon and Northwest Territories, in 1986 it accounted for only 0.3 per cent of total Canadian capacity ownership and 0.2 per cent of total Canadian generation.

In addition to the 15 major electric utilities, there are about 63 industrial establishments generating electricity mainly for their own use. A few also sell energy to municipal distribution systems or utilities. These industries are concentrated in the pulp and paper, mining, and aluminum smelting sectors. In 1986, industrial establishments owned about 6.4 per cent of total capacity and produced about 8 per cent of total generated electricity in Canada, as shown in Table 1.2. Since 1970, the shares of capacity and production by industrial

Table 1.1. Canada's major electric utilities

Province	Utility	Ownership
Newfoundland	Newfoundland and Labrador Hydro	Provincial
	Newfoundland Light & Power Co. Ltd.	Private
Prince Edward Island	Maritime Electric Co. Ltd.	Private
Nova Scotia	Nova Scotia Power Corporation	Provincial
New Brunswick	New Brunswick Electric Power Commission	Provincial
Quebec	Hydro-Québec	Provincial
Ontario	Ontario Hydro	Provincial
Manitoba	Manitoba Hydro	Provincial
	City of Winnipeg Hydro-Electric System	Municipal
Saskatchewan	Saskatchewan Power Corporation	Provincial
Alberta	Alberta Power Ltd.	Private
	Edmonton Power	Municipal
	TransAlta Utilities Corporation	Private
British Columbia	British Columbia Hydro and Power Authority	Provincial
*Yukon**	Northern Canada Power Commission	Federal
Northwest Territories	Northern Canada Power Commission	Federal

** On March 31, 1987, the Yukon assets of the Northern Canada Power Commission were transferred from the federal government to the Yukon government. This change of ownership is not reflected in the text.*

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

establishments have been reduced by half. Most of Canada's electrical capacity and generation is now supplied by the large provincial utilities.

In addition to the major electric utilities and industrial establishments, there are about 24 minor utilities also producing electricity. Half of these are owned by investors and the other half by municipalities. In 1986, the minor utilities accounted for 2.1 per cent of total capacity, but produced only 0.5 per cent of electrical energy.

ELECTRICITY AND THE ECONOMY

The electric power industry is a significant presence within the Canadian economy. As indicated in Table 1.3, there were about 76 000 people directly employed by the industry in 1985, about 0.7 per cent of total Canadian employment.

Total revenue increased to about $16 billion in 1985 from $14 billion in 1984, an increase of 14 per cent. Of this total, approximately $1.4 billion or 9 per cent came from export earnings. The electric power industry has steadily increased its contribution to the nation's Gross Domestic Product, from 2.7 per cent in 1980, to 3.2 per cent in 1984, and 3.5 per cent in 1985.

Total assets of the industry were about $87 billion in 1985. Ontario Hydro, Hydro-Québec, and BC Hydro are the three largest electric utilities in Canada and rank first, second, and fifth respectively, in terms of assets, among all Canadian companies.

CANADIAN ELECTRIC UTILITIES

Newfoundland

In Newfoundland, the generation and distribution of electricity is dominated by two utilities, Newfoundland Light & Power Company Limited (NLPC) and Newfoundland and Labrador Hydro (NLH).

NLPC, an investor-owned utility, is the primary retailer of electricity on the island. Approximately 89 per cent of the company's power supply is purchased from NLH, with the balance generated by its own power stations. NLPC was incorporated in 1966 through the amalgamation of St. John's Electric Light Company Limited, United Towns Electric Company Limited, and Union Electric Light and Power Company. Through its predecessors, the company's service dates back to 1885.

NLH is a provincial Crown corporation concerned primarily with electricity generation. It was incorporated in 1975 and is the parent company of a group that includes Churchill Falls (Labrador)

Table 1.2. Electrical capacity and production by utilities and industrial establishments, 1970-1986

Year	Installed Generating Capacity		Energy Production	
	Utilities	Industrial Establishments	Utilities	Industrial Establishments
	(per cent)			
1970	88	12	84	16
1975	90	10	87	13
1980	92	8	89	11
1981	92	8	90	10
1982	93	7	90	10
1983	93	7	90	10
1984	93	7	91	9
1985	93	7	92	8
1986	94	6	92	8

Source: Electric Power Statistics, Volume II, Statistics Canada, 57-202, 57-001.

Corporation (CFLCo), the Lower Churchill Development Corporation (LCDC), and Twin Falls Power Corporation Limited. NLH has 51 per cent ownership in LCDC; the Government of Canada owns the remaining 49 per cent. Through CFLCo, NLH owns and operates the Churchill Falls plant, one of the largest power facilities in the world. On behalf of the province, NLH also administers the activities of the Power Distribution District of Newfoundland and Labrador, which supplies energy to rural customers. Together, NLPC and NLH serve about 200 000 customers.

Prince Edward Island

Maritime Electric Company Limited (MECL) is an investor-owned electric utility which has provided electricity service to Prince Edward Island since 1918. The company owns and operates a fully integrated electric utility system providing for the generation and transmission of electricity throughout the island. MECL operates two oil-fired generating plants on the island at Charlottetown and Borden, which are for standby purposes only. It has a 10 per cent equity interest in New Brunswick Electric Power Commission's dual-fuel, coal/oil-fired No. 2 unit located in Dalhousie, N.B., and leases from the P.E.I. government the submarine cable interconnection that connects the island to New Brunswick. MECL currently purchases 98 per cent of its electricity requirements from New Brunswick Power.

Table 1.3. Electric utility assets, revenue and employees, 1985

Utility	Assets	Revenue	Employees
	($ millions)		(persons)
Newfoundland and Labrador Hydro	2 104	331	1 196
Newfoundland Light & Power Co. Ltd.	353	244	938
Maritime Electric Co. Ltd.	86	64	201
Nova Scotia Power Corporation	1 414	492	2 450
New Brunswick Electric Power Commission	2 870	894	2 500
Hydro-Québec	29 183	4 492	18 208
Ontario Hydro	29 320	4 625	31 166
Manitoba Hydro	3 129	553	3 853
City of Winnipeg Hydro-Electric System	132	80	730
*Saskatchewan Power Corporation**	2 150	837	3 064
TransAlta Utilities	3 736	836	2 496
Edmonton Power	835	263	851
Alberta Power Ltd.	1 014	324	1 340
*BC Hydro and Power Authority**	10 472	2 094	6 508
Northern Canada Power Commission	276	89	330
Canada	87 074	16 218	75 831

* *Includes natural gas operations.*

Source: Electric utilities' annual reports.

MECL is the major distributor on the island, serving about 44 100 customers. A municipal utility in the town of Summerside has its own distribution system and purchases power from MECL.

Nova Scotia

In 1972, the Nova Scotia Power Corporation bought the shares of the investor-owned Nova Scotia Light and Power Co. Ltd. and in 1973 was incorporated as the present Nova Scotia Power Corporation (NSPC), serving all of the province. NSPC generates most of its electricity from thermal energy, with more than half of the production coming from coal. The corporation also maintains hydro-generation facilities and purchases power from New Brunswick. The largest portion of the total production of the province is derived from the Lingan generating station located on Cape Breton Island. In 1986, NSPC served about 350 000 customers.

New Brunswick

Prior to 1918, more than 20 organizations in New Brunswick, both public and private, were in the business of generating and distributing electricity. In 1918, the government of the day passed an Order-in-Council setting up a water power commission to determine the water power resources of the province. Acting on the recommendation of the commission, the New Brunswick Electric Power Commission (NB Power) was established by an Act of the New Brunswick Legislature in 1920. The mandate of NB Power is to generate and distribute power under public ownership to all areas of the province. Electricity is generated from a balance of nuclear, hydro, and thermal sources, and the utility also makes purchases from Quebec. NB Power directly provides electricity to 241 000 customers and indirectly serves an additional 38 000 customers through sales to municipal utilities.

Quebec

Hydro-Québec was established by the provincial Legislative Assembly in 1944. After its creation, Hydro-Québec acquired the assets of Montreal Light, Heat and Power Consolidated and Beauharnois Light, Heat and Power Company. In 1963, Hydro-Québec acquired the remaining 10 privately owned power companies in the province, including the Shawinigan Water and Power Company, Southern Power Company Limited, Québec Power Company, and Gatineau Power Company. Several municipal distribution and public lighting systems were also acquired, together with almost all the electricity cooperatives in Quebec.

Hydro-Québec has three wholly owned, active subsidiaries: the Société d'énergie de la Baie James, which carried out the construction of Phase 1 of La Grande Complex; Hydro-Québec International, which provides engineering and consulting services abroad for electric power projects; and Cedars Rapids Transmission Company Limited, which transmits export power to New York State. Hydro-Québec is also a shareholder in Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, which operates the Churchill Falls power plant, and in Nouveler Inc., which promotes energy efficiency and alternative energy sources.

Currently, Hydro-Québec serves more than 2.6 million customers and is responsible for the generation, transmission, and distribution of most of the electricity sold in Quebec. Almost all of the electricity generated by Hydro-Québec is from hydraulic sources.

Ontario

Ontario Hydro is a provincially owned corporation, established in 1906 by the provincial legislature. It has broad powers to produce, buy, and deliver electric power throughout the province and currently operates under the Power Corporation Act. The main responsibility of Ontario Hydro is to provide power to the province's 316 municipal utilities, which in turn distribute power to their own customers. In addition, Ontario Hydro supplies about 100 major industrial users directly and about 780 000 rural retail customers in areas or communities not served by municipal utilities. Electricity is generated from a balance of thermal, nuclear, and hydro sources. In 1986, more than three million customers were served by Ontario Hydro and the municipal utilities in the province.

Manitoba

The Manitoba Hydro-Electric Board (Manitoba Hydro) is a Crown corporation established in 1949 by the provincial legislature. It has broad powers to provide electric power throughout the province and operates under the Manitoba Hydro Act. It distributes electricity to consumers throughout the province, except for the central portion of Winnipeg, which is served by the municipally owned Winnipeg Hydro. Manitoba Hydro and Winnipeg Hydro operate as an integrated electrical generation and transmission system. In 1986, Manitoba Hydro served about 341 000 customers directly. Almost all of the electricity produced in the province is derived from hydraulic sources.

Saskatchewan

The Saskatchewan Power Corporation (SPC) was established as a Crown corporation under the 1950 Power Corporation Act. It replaced the Saskatchewan Power Commission, created in 1929 to develop an integrated provincial electrical system. Under the Power Corporation Act, the mandate of SPC includes the generation, transmission, and distribution of natural gas and electricity. At the end of 1986, the corporation served about 390 000 customers

with electricity and 260 000 customers with natural gas. The bulk of the electricity produced is from thermal sources.

Alberta

There are three major electric utilities in Alberta: TransAlta Utilities Corporation, Alberta Power Limited, and Edmonton Power. Together, they supply about 91 per cent of Alberta's electrical energy requirements. All are linked by a transmission network largely owned by TransAlta. The remaining 9 per cent of Alberta's electrical energy is supplied by industry.

TransAlta Utilities Corporation, formerly Calgary Power Limited, is the largest investor-owned electric utility in Canada. The company has been engaged in the production and distribution of electricity in the Province of Alberta since its incorporation in 1911. About 75 per cent of the electrical energy requirements of Alberta are supplied by the company, to over half of the population. In 1986, over 283 000 customers were served directly.

Alberta Power Limited, incorporated in 1972, is another investor-owned electric utility in Alberta, and a subsidiary of Canadian Utilities Ltd. The activity of the company is concentrated in east-central and northern Alberta. Alberta Power supplied about 16 per cent of the total Alberta electricity requirements in 1986, serving over 147 000 customers.

Edmonton Power is Alberta's second largest electric utility and is the largest municipally owned utility in Canada, in terms of generating capacity. Since its creation in 1902, Edmonton Power has kept pace with the growth and development of Edmonton. Although the utility produced only 0.4 per cent of the electricity requirements of Alberta, it had a 15 per cent share of the total provincial market in 1986, serving more than 225 000 customers. Edmonton Power purchases most of its electricity from TransAlta Utilities and Alberta Power.

British Columbia

British Columbia Hydro & Power Authority (BC Hydro), incorporated in 1961, is a Crown corporation operating in British Columbia. BC Hydro provides electrical service throughout the province, with the exception of the area served by Cominco Limited and its subsidiary, West Kootenay Power and Light Company Limited. BC Hydro is the third largest electric utility in Canada and the largest distributor of natural gas in British Columbia. BC Hydro generates, transmits, and distributes electricity to more than one million customers in a service area which contains more than 90 per cent of the population of the province. It distributes natural gas in Greater Vancouver and in the Fraser Valley, and propane-air gas in Greater Victoria. BC Hydro also operates a railway offering local and terminal freight service in Greater Vancouver and the Fraser Valley.

Yukon and Northwest Territories

The Northern Canada Power Commission (NCPC) is a federal Crown corporation, supplying electricity in the Yukon and Northwest Territories. The NCPC was created in 1956 and operates under the authority of the Northern Canada Power Commission Act.

In 1948, the Northwest Territories Power Commission was established as a federal agency to operate a hydroelectric station near Yellowknife. In 1956, the Commission's mandate was expanded and it began to take over generating facilities operated by various federal departments and to build additional facilities. At the same time, its name was changed to the Northern Canada Power Commission. NCPC now operates 50 separate power systems throughout the territories and in 1986 served approximately 12 400 customers. NCPC also supplies electricity to Field, British Columbia, because the town is located within a federal park.

Surplus water is discharged through the five gates of Hydro-Québec's La Grande 2 spillway. The water is projected scores of metres into the air, dissipating part of its energy before it falls.

Canadian Electricity in the International Context

Canada has the second largest area of any country in the world. It has abundant natural resources, particularly rivers suitable for hydroelectric power. Canada is also one of the largest electricity producers in the world. This chapter compares Canada's electric supply and demand with those of selected other countries.

Installed Generating Capacity

At the end of 1985, total world electrical generating capacity was approximately 2 376 GW. A breakdown of capacity by fuel type for the top 20 countries is shown in Table 2.1. Of the world total, conventional thermal accounted for 1 610 GW (68 per cent); hydro 552 GW (23 per cent); and nuclear 214 GW (9 per cent).

The U.S. electric power industry was the largest in the world with a total generating capacity of 686 GW. The U.S.S.R. was second, with generating capacity of 315 GW; Japan was third with 154 GW; and West Germany was fourth with 98 GW. The United States lead in installed capacity for every fuel type. U.S. conventional thermal accounted for more than 32 per cent of the world's thermal capacity; hydro for 15 per cent; and nuclear for 37 per cent.

Canada ranked fifth in the world with a generating capacity of about 97 GW, accounting for 4 per cent of the world total. In terms of fuel type, Canada's hydro capacity is the third largest in the world, next to the U.S. and U.S.S.R.; Canada's nuclear capacity is sixth in the world and its conventional thermal capacity is ninth.

France's nuclear industry is the most developed in Europe. In 1985, it had the second largest nuclear capacity in the world, with a total of 37.5 GW. As a percentage of total domestic electrical capacity, France's nuclear capacity was the largest at 43 per cent.

Electricity Generation

During 1985, a total of 9 422 TW.h of electricity was generated around the world. Of this total, conventional thermal, mainly from coal-fired stations, accounted for 5 997 TW.h (64 per cent); hydro 1 973 TW.h (21 per cent); and nuclear 1 452 TW.h (15 per cent). Although nuclear accounted for only 9 per cent of the world total generating capacity in 1985, its energy production share was 15 per cent, indicating that most nuclear stations were operating at a relatively high capacity factor compared with conventional thermal stations and hydro plants.

Table 2.1. International comparison of installed generating capacity, 1985

Country	Conventional Thermal	Hydro	Nuclear	Total
		(MW)		
United States	521 503	84 397	80 100	686 000
U.S.S.R.	215 000	61 000	29 000	315 000
Japan	99 408	33 966	20 726	154 100
West Germany	74 456	6 661	16 938	98 055
Canada	30 885	56 048	9 813	96 746
France	27 500	22 000	37 500	87 000
China	57 840	27 160	0	85 000
United Kingdom	52 711	4 189	7 100	64 000
Italy	37 357	17 343	1 300	56 000
India	34 239	16 298	1 095	51 626
Brazil	6 138	36 924	626	43 688
Spain	22 520	13 180	5 700	41 400
Australia	26 516	7 084	0	33 600
Sweden	8 150	15 450	9 500	33 100
Poland	26 892	2 007	0	28 899
South Africa	23 223	572	965	24 760
Mexico	17 642	6 621	0	24 263
Norway	249	23 551	0	23 800
East Germany	18 667	1 851	1 830	22 348
Czechoslovakia	15 146	2 929	1 760	19 835
World Total	1 609 673 (68%)	552 144 (23%)	214 183 (9%)	2 376 000 (100%)

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Generation by fuel type for the world's top 20 producers is shown in Table 2.2.

About 26 per cent of total world electricity generation took place in the United States in 1985. Its conventional thermal generation was 1 805 TW.h, accounting for 30 per cent of the world conventional thermal total.

Canada was the largest hydro-electric energy producer in the world in 1985 with 301 TW.h, accounting for about 15 per cent of total hydro production. Canada's total production ranked fourth in the world, next to the United States, the U.S.S.R., and Japan, with total production of 446 TW.h, or 5 per cent of the world total.

The United States was the largest nuclear energy producer in the world in 1985, with a total of 384 TW.h or 26 per cent of the world nuclear total. As a proportion of total national electricity production, however, France's nuclear generation was the highest at about 65 per cent. Although Belgium was not among the top 20 electricity producers, its nuclear proportion was the second highest at 60 per cent. Sweden ranked third with a nuclear proportion of 42 per cent. Canada's nuclear share was a relatively small 13 per cent. The nuclear shares in the United States and the U.S.S.R. were 16 per cent and 11 per cent respectively.

Domestic Electricity Consumption

In 1985, Norway consumed 21 950 kW.h of electricity per capita, more than any other country in the world. Canada was the second largest per capita electricity user, at 16 485 kW.h.

Table 2.3 reports electricity consumption per capita in 1985 for 23 countries. The first 10 countries are listed according to their actual global rankings. The second group of countries are given in descending order of consumption; however, since only the most populous countries from each region were selected, the list does not indicate their true rankings in the world.

As Table 2.3 shows, per capita consumption varies significantly among countries. Norway consumed more than 11 times the world average; Canada, Iceland, and Sweden more than eight times; and the United States about five times. Nigeria's and India's per capita consumption levels were less than 10 per cent of the world average. Although China was the fifth largest electrical energy producer in the world, its per capita

Table 2.2. International comparison of electricity generation by fuel type, 1985

Country	Conventional Thermal	Hydro	Nuclear	Total
		(TW.h)		
United States	1 805	281	384	2 470
U.S.S.R.	1 170	205	170	1 545
Japan	365	82	151	598
Canada	88	301	57	446
China	314	93	0	407
West Germany	248	17	120	384
France	56	59	214	329
United Kingdom	202	4	61	267
Brazil	8	194	3	205
Italy	126	44	7	177
India	110	55	5	170
South Africa	134	1	6	141
Poland	134	4	0	138
Sweden	6	70	56	132
Spain	66	33	28	127
Australia	108	14	0	122
East Germany	100	2	12	114
Norway	0	103	0	103
Mexico	67	26	0	93
Czechoslovakia	64	4	12	80
World Total	5 997	1 973	1 452	9 422
	(64%)	(21%)	(15%)	(100%)

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

consumption was only 18 per cent of the world average.

Two principal factors contribute to Canada's large per capita consumption of electricity. Abundant water resources have permitted the development of economic hydroelectric power projects in various regions, making electrical energy relatively inexpensive and plentiful. This has led to relatively high electricity consumption among all energy users, and it has led many electricity-intensive industries to locate in Canada. As well, Canada's northerly location means a long and cold winter, resulting in much energy being used for space-heating purposes.

Total Electricity Consumption Growth

World electricity consumption grew by approximately 4.1 per cent annually between 1983 and 1985. Table 2.4 reports total electricity consumption growth rates during the period 1983-85 for 25 selected countries around the world. In general, most of the countries with high consumption growth rates were developing countries. This was largely due to the fact that many of these countries have been engaged in the industrialization of their economies and, as a result, have increased their electrical energy consumption significantly.

Canada was one of the few developed countries with a high electricity consumption growth rate during the period 1983-85. Its average growth rate was 5.6 per cent, compared with 4.9 per cent for France, 4.8 per cent for Japan, 3.5 per cent for the U.S., 3.4 per cent for West Germany, and 2.0 per cent for the United Kingdom. The world average during the same period was 4.1 per cent. The United Kingdom, Italy, and Nigeria were among the countries with the lowest consumption growth rates in the world.

Electricity Intensities

Table 2.5 compares the intensity of electricity use in the economies of selected industrialized countries. Electricity intensity is defined as total electricity consumption per dollar of Gross Domestic Product (GDP). To facilitate the comparison, all currencies were converted into U.S. dollars at 1980 prices and exchange rates. Because of the limited availability of data, only 12 countries are included in the table. Among these countries, Canada had the highest electricity intensity.

Canada's electricity intensity grew by approximately 10.5 per cent between 1975 and 1985. France also experienced a large increase in electricity intensity during this decade, with a 33 per cent change. In Japan and the United Kingdom there were reductions of 17.5 per cent and 14.5 per cent respectively. In the United States, electricity intensity grew slightly between 1975 and 1980, before declining again to its 1975 level in 1985.

Table 2.3. International comparison of per capita electricity consumption, 1985

Country	kW.h/person	As Percentage of World Average
Norway	21 950	1 127
Canada	16 485	846
Iceland	15 833	813
Sweden	15 661	804
Qatar	11 415	586
Luxembourg	10 811	555
Finland	9 998	513
United States	9 652	496
New Zealand	8 708	447
Australia	7 727	397
East Germany	6 839	351
West Germany	5 666	291
U.S.S.R.	5 450	280
France	5 072	260
Japan	4 440	228
South Africa	4 356	223
United Kingdom	4 157	213
Brazil	1 316	68
Mexico	1 177	60
Egypt	474	24
China	359	18
India	165	8
Nigeria	61	3
World Average	1 948	100

Source: Electrical Energy Branch, Energy, Mines and Resources Canada.

Table 2.4. International comparison of total electricity consumption growth rates

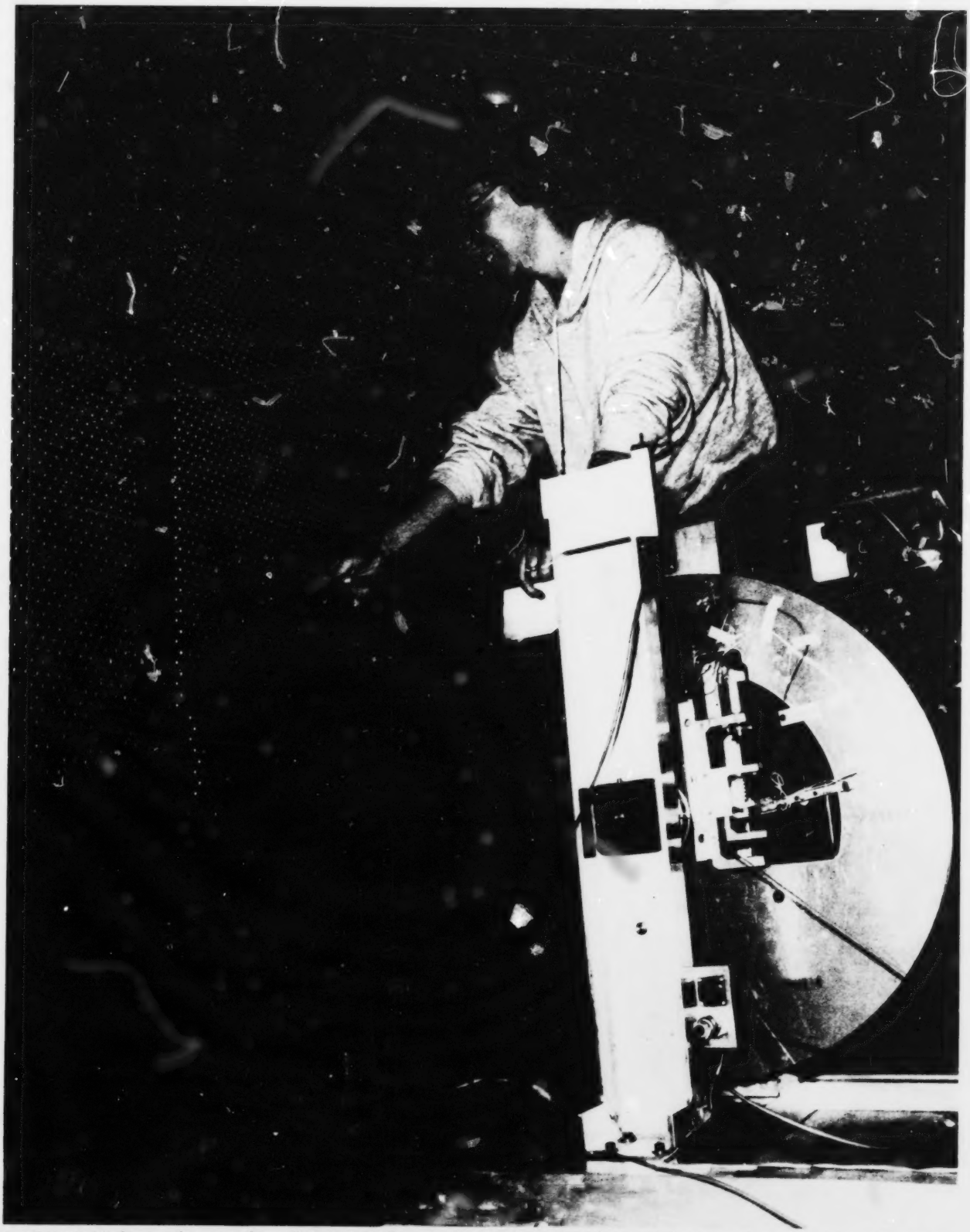
Country	1983	1984	1985	Average 1983-85
		(per cent)		
Iran	14.5	12.6	11.7	13.0
Brazil	7.8	10.9	13.5	10.7
Turkey	5.1	12.5	11.8	9.8
Sweden	11.0	8.3	9.0	9.1
China	7.2	7.6	8.0	7.6
Finland	7.4	7.8	7.0	7.4
India	7.4	9.8	2.8	6.7
Canada	4.3	7.1	5.3	5.6
Norway	6.7	5.0	4.8	5.5
Argentina	7.9	4.5	3.5	5.3
South Africa	2.7	7.7	4.3	4.9
France	2.4	5.2	7.2	4.9
Japan	6.0	5.0	3.4	4.8
Mexico	2.1	5.8	6.1	4.7
Poland	5.9	6.1	2.2	4.7
Belgium	4.2	4.8	3.7	4.2
U.S.S.R.	3.6	5.2	3.6	4.1
Switzerland	2.6	4.7	3.6	3.6
United States	3.1	5.9	1.4	3.5
Spain	2.0	4.7	3.5	3.4
West Germany	2.2	4.6	3.4	3.4
East Germany	2.1	3.5	3.5	3.0
Nigeria	2.9	0.1	5.6	2.9
Italy	0.1	5.7	2.9	2.9
United Kingdom	1.5	1.8	2.8	2.0
World Total	4.1	5.1	3.0	4.1

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Table 2.5. International comparison of electricity consumption per unit of GDP

Country	1975	1980	1985
		(kW.h/US$ 1980)	
Canada	1.23	1.29	1.36
United States	0.76	0.78	0.76
Greece	0.50	0.58	0.56
Ireland	0.50	0.57	0.55
Italy	0.46	0.48	0.48
United Kingdom	0.55	0.53	0.47
Japan	0.57	0.55	0.47
Belgium	0.40	0.43	0.45
France	0.33	0.40	0.44
West Germany	0.45	0.46	0.40
Netherlands	0.36	0.38	0.39
Denmark	0.33	0.39	0.37

Source: Electrical Energy Branch,
Energy, Mines and Resources Canada.



An Ontario Hydro employee probes a heavy-water heat exchanger during installation at the Bruce B nuclear generating station.

The Regulatory Environment

FEDERAL REGULATION

Constitutional Authority

Under the Canadian Constitution, legislative authority for electricity generation, transmission, and distribution rests primarily with the provinces. Federal authority regarding electricity is restricted to nuclear energy and international and interprovincial trade. Federal responsibility for electricity trade stems from Section 91.2 of the Constitution Act, which gives the federal government broad authority over trade and commerce. Federal control of nuclear energy derives from Section 91 of the Act, which permits federal regulation of matters that extend beyond the concern of a single province.

Provincial ownership of most energy resources stems from Section 109 of the Constitution Act which, in turn, is supplemented by Section 92A of the Act, giving provincial legislatures authority over the development, conservation, and management of sites and facilities in the province for the generation and production of electrical energy. Under Section 92A, which was enacted in 1982, the provinces also have authority to make laws regarding interprovincial sales of electricity, as long as such laws do not conflict with federal rights and responsibilities.

National Energy Board

The National Energy Board (NEB) is a federal tribunal, created in 1959 by an Act of Parliament. The Board's powers and duties are derived from the National Energy Board Act. Under the Act, the Board advises the federal government on the development and use of energy resources and regulates specific matters concerning oil, gas, and electricity. The Board's jurisdiction over electrical matters is limited to the certification of international and designated interprovincial power lines and the licensing of electricity exports from Canada. The Board has no jurisdiction over imports of electricity.

Part III of the NEB Act provides for the federal regulation of international power lines. The Board may authorize, without a public hearing, the construction and operation of international power lines not exceeding 50 kV. When reviewing an application for an international power line, the Board determines whether the line is in the public interest by assessing i) the availability of electricity for export, ii) the existence of markets, iii) economic feasibility, iv) financing considerations and Canadian participation, and v) any other consideration that may be relevant. In making this determination, the Board holds public hearings. Applications accepted by the Board are subject to review by the Governor in Council.

The Governor in Council may by order designate a particular interprovincial power line to be regulated in the same manner as international power lines. When power from one province simply enters the grid of another province, there is no federal regulation.

Part VI of the NEB Act provides for the regulation of electric power exports. The Board issues export licences in which it imposes terms and conditions on the licensees. The Act restricts the duration of licences to 25 years. In considering an export application, the Board is required to take into account all factors pertaining to the public interest. In particular, the Board must satisfy itself that i) the quantity of electricity to be exported is surplus to reasonably foreseeable domestic requirements, and ii) the price is just and reasonable.

In interpreting the latter requirement the Board has established three guidelines concerning the export price: i) it must recover its appropriate share of the costs incurred in Canada; ii) it must not be less than the price to Canadians for equivalent service in related areas; and iii) it must not be materially less than the least-cost alternative available to the foreign purchaser at the same location in the country of export.

Before licensing exports, the Board normally conducts a public hearing. However, when the export quantities are small (i.e., not more than 50 MW and 250 GW.h/year), or when emergency conditions exist, the Board may issue "orders," authorizing exports without public hearings.

Atomic Energy Control Board

Immediately after World War II, Canada began to study the question of how to encourage the use of nuclear energy for peaceful purposes while at the same time preventing its use for weapons. In 1946, Parliament passed the Atomic Energy Control Act with these objectives in mind.

The Act gave the federal government control over the development, application, and use of nuclear energy and established the Atomic Energy Control Board (AECB). The five-person AECB administers and enforces the Act, and licenses uses of radioactive materials and activities involving nuclear energy. It also regulates the health, safety, security, and environmental aspects of nuclear energy. The AECB reports to Parliament through the Minister of Energy, Mines and Resources.

The Board's primary function is to license Canadian nuclear facilities and activities dealing with prescribed substances and equipment. Nuclear facilities include power and research reactors, uranium mines and refineries, fuel fabrication plants, heavy water plants, waste management facilities, and particle accelerators. Prescribed substances include uranium, thorium, heavy water, and

radioisotopes. Activities relating to such substances, which may be licensed, include production, processing, sale, use, import, and export. Before issuing a licence, the Board ensures that the appropriate health, safety and security standards are met.

The AECB's control also extends to international security of nuclear materials and technology. Through the licensing process, it ensures that nuclear equipment and supplies are exported in accordance with Canada's obligations under the Treaty on the Non-Proliferation of Nuclear Weapons.

Federal Environmental Assessment Review Process

In December 1973 Cabinet established the Federal Environmental Assessment Review Process (EARP) to ensure that the environmental effects of all federal projects are assessed early in the planning process. A federal project is one initiated by a federal agency, or one that involves federal funding or federal property. Federal Crown corporations are not bound by the Cabinet decision, but they are invited to participate in the process.

Under EARP, federal departments are responsible for assessing their own projects. They conduct an initial screening to determine whether a given project will have significant environmental effects. If no such effects are perceived, the project may go ahead with appropriate monitoring by the initiating department.

If significant environmental effects are perceived, a formal review process is undertaken by an Environmental Assessment Panel created by the Minister of the Environment. The Panel is assisted in its work by the Federal Environmental Assessment Review Office. The Panel normally requires that the project sponsor prepare an Environmental Impact Statement. If the Minister of the Environment and the initiating Minister concur, the scope of the Panel may be extended to include general socioeconomic effects and the need for the project.

Public participation is an integral part of the assessment process. Any person or organization with an interest in the project is provided with an opportunity to appear before the Panel.

Once a Panel has completed its deliberations and evaluated all information on a project, it prepares a report containing its findings and recommendations. A Panel could recommend that a project not proceed, that it proceed as planned, or that it proceed subject to certain terms and conditions. The recommendations are submitted to the Minister of the Environment and the initiating Minister, who must decide to whom the recommendations are directed, to what extent they should be incorporated into terms and conditions governing the project, and in what manner they are to be made public. In the event of a disagreement between the two Ministers, the question may be submitted to Cabinet.

PROVINCIAL REGULATION

As noted above, under the Canadian Constitution the provinces have legislative authority over the generation, transmission, and distribution of electricity. In most provinces some form of regulation exists, and most provinces have established regulatory bodies to oversee the utilities, although the degree of supervision varies. The major areas subject to review are rate-setting and the construction of new facilities. All provinces require the environmental effects of proposed projects to be studied.

Newfoundland

Newfoundland Light & Power Company (NLPC) and Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) are regulated by the Newfoundland Board of Commissioners of Public Utilities. The Board fully regulates the rates and policies of NLPC. Since 1977, the Board has also had authority under the Electric Power Control Act to review NLH's utility rates, excluding sales to subsidiaries and industrial customers. The Board makes recommendations to the Newfoundland Cabinet, which is the final authority for utility rates.

Prince Edward Island

Maritime Electric Company Limited is regulated by the Public Utilities Commission of Prince Edward Island under the provisions of the Electric Power and Telephone Act. The Commission has decision-making authority over electric utility rates in the province.

Nova Scotia

Prior to 1976, the Nova Scotia government directly set rates and policies for electric utilities in the province. Since that time, the Board of Commissioners of Public Utilities has taken over this duty and, in accordance with the provincial Public Utilities Act, has full decision-making power.

New Brunswick

As a Crown corporation, New Brunswick Power reports to the provincial government through its chairman, who is a member of the Cabinet. Rates and operations are regulated by a nine-member Board of Commissioners appointed by the Lieutenant Governor of New Brunswick. The utility's chairman and vice chairman sit on the Board. The Board's recommendations are referred to the provincial Cabinet, which is the final regulatory authority. A bi-partisan Crown corporation committee also reviews utility rates and operations annually.

Quebec

In Quebec, electricity rates are set by Hydro-Québec and are subject to the approval of the provincial Cabinet. Hydro-Québec's operations are administered by a seventeen-member Board of Directors. The province's 23 industrial, municipal, and independent electricity producers and distributors are regulated by la Régie de l'électricité et du gaz, a provincial body attached to the Department of Energy and Resources.

Ontario

Ontario Hydro is a provincially owned corporation which reports to the provincial government through the Minister of Energy. The management of Ontario Hydro is under the direction and control of its Board of Directors. Proposed rate changes are referred to the Ontario Energy Board (OEB), through the Minister of Energy, for examination at public hearings. However, the Board of Ontario Hydro is authorized to set the utility's rates and may accept or reject the recommendations of the OEB.

On matters concerning its generation expansion program and transmission facilities, Ontario Hydro is regulated by the provincial Joint Hearing Board. The Board is composed of members from the Environmental Assessment Board and the Ontario Municipal Board.

Manitoba

Under the Manitoba Hydro Act, rates are set by Manitoba Hydro and reviewed by the Public Utilities Board. The Board provides advice to the provincial government, leaving the Lieutenant Governor in Council with final authority over pricing and other matters related to the supply of electricity.

Electricity exports from Manitoba are the responsibility of the Manitoba Energy Authority. The Board of Directors of the Authority, appointed by the provincial government, has broad statutory authority over all electricity exports from the province. The Energy Authority itself is responsible for initiating export negotiations, signing letters of intent, and concluding agreements. It is thus the export marketing agency for electricity generated by Manitoba Hydro, and as such it is empowered to negotiate terms and conditions for hydroelectric exports.

Saskatchewan

Saskatchewan Power Corporation (SPC) is governed by a Board of Directors that is responsible for the management and operation of the Crown utility. Board members are appointed by the provincial government and report to the province's Crown Management Board. Rates charged to SPC's electricity customers are subject to review and approval by the Public Utilities Review Commission of Saskatchewan.

Alberta

TransAlta Utilities Corporation, Alberta Power Limited, and Edmonton Power are regulated by the Energy Resources Conservation Board with respect to the development of generation and transmission facilities and changes in service areas. Environmental and social impact assessments and plans to minimize any environmental impacts must be presented to the Board along with applications for construction. The Board's recommendations on generating plants are subject to final approval through Order-in-Council by the Alberta government.

The three utilities participate in the cost-pooling program of the Electric Energy Marketing Agency (EEMA). The EEMA was established in 1982 by the provincial government to help equalize power costs throughout Alberta. Under EEMA legislation, the utilities' generation and transmission costs are regulated by the Public Utilities Board. The Board also approves the selling prices of electricity to EEMA. The EEMA pools the utilities' costs and resells the power at average prices back to the utilities.

British Columbia

The British Columbia Utilities Commission (BCUC) has general supervisory powers over BC Hydro. Jurisdiction extends to system expansion, operation, financial transactions, and rate schedules. Cominco Limited, which operates generating plants and transmission facilities for industrial purposes, is exempt from regulation by the BCUC. Under a management contract, West Kootenay Power & Light Co. operates and maintains Cominco's facilities. West Kootenay's operations for its direct customers are subject to regulation by the BCUC. New electricity exports require removal permits granted by the BCUC, after authorization by the Lieutenant Governor in Council.

Yukon and Northwest Territories

The Northern Canada Power Commission (NCPC), which is the principal producer of electricity in the North, is a federal Crown corporation, operating under the authority of the Northern Canada Power Commission Act. Under the Act, the NCPC is to be self-sustaining within the rate zones of the Yukon and Northwest Territories. To ensure this, rates charged by utilities must provide sufficient revenue to cover principal and interest charges on federal loans to the Commission and operating costs of the Commission. The NCPC reports to Parliament through the Minister of Indian and Northern Affairs.

Work on Saskatchewan Power's rural underground program continued in 1986. Underground lines are replacing the 14.4 kV overhead lines, which were part of SaskPower's rural electrification program in the late 1940s and early 1950s.

Electricity Consumption

During 1986, 421 855 GW.h of electricity was consumed in Canada. This represented an increase of 3.9 per cent for the year, down from 5.3 per cent in 1985. (The historic average annual increase, during the 1947-86 period, was 6 per cent.) The relatively small consumption growth rate in 1986 was largely a result of slow growth in the economy. Real growth of the Gross Domestic Product (GDP), to which electricity consumption is highly correlated, increased only 3.1 per cent, compared with 4.3 per cent in 1985.

Other factors contributing to the smaller growth in electricity consumption include a relatively mild winter and an end to the trend of conversion from oil to electric space-heating. The off-oil move began in 1980 with a federal program under which eligible consumers received taxable grants to offset conversion costs. Since the termination of the program in March, 1985, the growth of electricity's share of the residential space-heating market has been reduced, although expansion of electricity's share is expected to continue. Twenty-eight per cent of Canadian households are now heated with electricity.

Because of the faster growth rate in electricity consumption than in the GDP, the relative importance of electricity in the Canadian economy continued to increase in 1986. The quantity of electricity consumed, expressed in kilowatt hours per dollar of real GDP (1971$), was 3.14 in 1986, up from 3.12 in 1985, 2.89 in 1980, 2.65 in 1975, and 2.58 in 1970. This represents an increase of about 22 per cent during the period 1970-86.

Table 4.1 shows the growth rates in electricity consumption by province during the period 1982-86. In 1986, growth rates varied considerably, ranging from 13.8 per cent for the Yukon and Northwest Territories, to a negative 0.9 per cent for Saskatchewan. With the exceptions of Prince Edward Island, New Brunswick, Ontario, and the territories, electricity consumption growth rates were smaller than those in 1985.

Electricity consumption by province is given in Table 4.2. The table also indicates generation and trade flows. Quebec was the largest producing and consuming province in 1986, and also the largest in terms of international exports. Total electricity generation, consumption, and net transfers are given in Figure 4.1.

Electricity consumption by sector for the period 1982-86 is reported in Table 4.3. The industrial sector consumed the largest share in 1986, accounting for 51 per cent of the total, followed by the residential sector with 25 per cent, the commercial sector with 22 per cent, and the agricultural sector with the remaining 2 per cent.

Table 4.4 presents electricity consumption growth rates by sector for the period 1982-86. The average growth rate during the past five years was 4.2 per cent for the industrial and farm sectors, and 4.1 per cent for the residential and commercial sectors.

Per Capita Electricity Consumption

Table 4.5 reports per capita electricity consumption by province in 1986. Quebec was the largest electricity user in Canada with 22 911 kW.h per person, while Prince Edward Island was the smallest with 4 856 kW.h per person. Quebec's per capita consumption was 38 per cent above the national average, while

Table 4.1. Provincial growth in electricity consumption, 1982-1986

	1982	1983	1984	1985	1986
			(per cent)		
Newfoundland	- 1.2	4.3	5.7	3.1	1.7
Prince Edward Island	1.9	3.7	2.0	6.5	7.8
Nova Scotia	- 1.5	2.0	7.0	5.8	3.8
New Brunswick	- 3.4	8.4	12.3	1.0	11.6
Quebec	- 2.2	3.6	10.6	6.9	5.1
Ontario	- 1.2	5.2	5.5	3.4	3.7
Manitoba	6.7	3.6	2.9	4.2	2.4
Saskatchewan	2.0	5.4	10.1	2.0	- 0.9
Alberta	12.7	6.9	6.9	7.0	4.1
British Columbia	1.6	1.2	1.9	7.4	0.9
Yukon/N.W.T.	-11.1	-17.4	9.5	2.5	13.8
Canada	0.1	4.2	7.1	5.3	3.9

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Table 4.2. Provincial electricity consumption and generation, 1986

Province	Generation	Exports to Provinces	Exports to U.S.*	Imports from Provinces	Imports from U.S.*	Consumption
			(GW.h)			
Nfld.	40 407	30 695	0	0	0	9 712
P.E.I.	12	0	0	610	0	622
N.S.	7 411	71	0	620	0	7 960
N.B.	12 192	1 230	7 008	7 275	424	11 653
Que.	148 260	14 496	12 674	30 712	35	151 837
Ont.	125 225	22	7 957	8 027	1 693	126 966
Man.	24 052	1 946	6 989	1 081	12	16 210
Sask.	11 913	1 076	151	1 211	64	11 961
Alta.	34 716	617	0	553	3	34 655
B.C.	50 772	553	4 156	617	2 727	49 407
Yuk./N.W.T.	872	0	0	0	0	872
Canada	455 832	50 706	38 935	50 706	4 958	421 855

* *Service exchanges are included.*

Source: Electrical Energy Branch, Energy, Mines and Resources Canada.

Table 4.3. Total electricity consumption in Canada by sector, 1982-1986

	1982	1983	1984	1985	1986
			(TW.h)		
Residential	87.5	90.4	97.3	102.4	106.3
Farm	8.0	8.3	8.9	9.4	9.8
Commercial	75.4	78.6	84.3	88.7	92.2
Industrial	174.0	182.5	195.0	205.5	213.6
Total	345.1	359.8	385.5	406.1	421.9

Source: Energy Information Handbook, Energy, Mines and Resources Canada, April 1987.

Table 4.4. Electricity consumption growth rates by sector, 1982-1986

	1982	1983	1984	1985	1986
			(per cent)		
Residential	0.7	3.3	7.6	5.2	3.8
Farm	0.0	3.8	7.2	5.6	4.3
Commercial	0.0	4.2	7.3	5.2	3.9
Industrial	-0.2	4.9	6.9	5.4	3.9
Total	0.1	4.2	7.1	5.3	3.9

Source: Energy Information Handbook, Energy, Mines and Resources Canada, April 1987.

Figure 4.1. Electricity generation, consumption and net transfers, 1986 (GW.h)

G: GENERATION
C: CONSUMPTION
E: NET EXPORTS
I: NET IMPORTS

Prince Edward Island's was 70 per cent below the national average. Quebec, British Columbia, and Newfoundland were the only provinces in which per capita consumption levels in 1986 were higher than the national average.

Electricity and Primary and Secondary Energy

Electricity constitutes a significant share of primary and secondary energy demand in Canada. Primary energy refers to the amount of energy available to the final consumer, plus conversion losses and energy used by the energy supply industries themselves. Conversion losses refer to losses in the processing of refined petroleum products, for example, or losses due to thermal and mechanical inefficiencies resulting from the conversion of fossil fuels (coal, oil or natural gas) into electricity in thermal power generation. Domestic demand for primary energy by fuel type in 1986 is summarized in Figure 4.2.

Secondary energy is the amount of energy available to, and used by, the consumer in its final form. Electricity constitutes a much smaller share of secondary energy demand than primary energy demand. Figure 4.3 illustrates the percentage shares of Canadian secondary energy demand by fuel type in 1986: electricity's share was 23 per cent, petroleum's was 41 per cent, and natural gas's was 26 per cent.

Peak Demand

Peak demand grew by 1.8 per cent in 1986, up from 72 145 MW in 1985 to 73 470 MW in 1986. This increase is much less than the 4.8 per cent registered in 1985, and substantially less than the 5.7 per cent for the historic period 1960-1986.

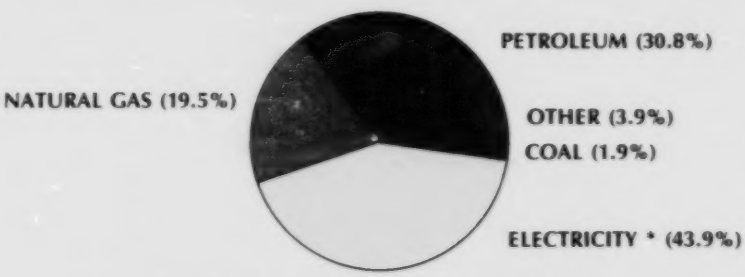
Because of the strong growth of New Brunswick's economy, peak demand in the province grew

Table 4.5. Per capita electricity consumption by province, 1986

Province	Per Capita Consumption (kW.h/person)	Canada Per Capita = 100
Quebec	22 911	138
British Columbia	17 003	103
Newfoundland	16 739	102
New Brunswick	16 160	98
Manitoba	15 034	91
Alberta	14 504	88
Ontario	13 828	84
Yukon and N.W.T.	11 816	72
Saskatchewan	11 714	71
Nova Scotia	8 996	55
Prince Edward Island	4 856	30
Canada	16 485	100

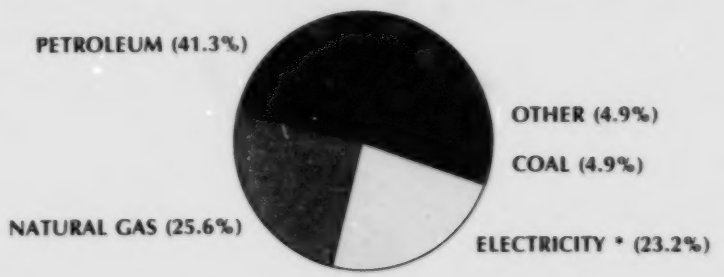
Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Figure 4.2. Primary energy consumption in Canada, 1986



TOTAL CONSUMPTION: 9956 PETAJOULES
*** converted at 10.5 megajoules per kilowatt hour**

Figure 4.3. Secondary energy consumption in Canada, 1986



TOTAL CONSUMPTION: 6087 PETAJOULES
*** converted at 3.5 megajoules per kilowatt hour**

Table 4.6. Peak demand in Canada*

	1985	1986	Average Annual Growth Rates 1985-1986	1960-1986
	(MW)		(per cent)	
Newfoundland	1 573	1 655	5.2	7.4
Prince Edward Island	107	112	4.7	6.7
Nova Scotia	1 380	1 504	9.0	5.7
New Brunswick	1 957	2 260	15.5	7.5
Quebec	26 284	26 443	0.6	5.5
Ontario	21 533	21 911	1.8	4.8
Manitoba	2 985	3 004	0.6	5.6
Saskatchewan	2 197	2 179	- 0.8	5.8
Alberta	5 388	5 319	- 1.3	8.0
British Columbia	8 592	8 921	3.8	5.7
Yukon/N.W.T.	149	162	8.7	6.2
Canada	72 145	73 470	1.8	5.7

** Includes firm peak and non-firm peak.*

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

15.5 per cent in 1986. Alberta and Saskatchewan were the only two provinces where peak demand declined. Table 4.6 reports peak demand by province for 1985 and 1986, and peak demand growth rates for 1986 and the historic period 1960-1986.

Load Factor

Load factor is defined as the ratio of average demand to peak demand, both measured in megawatts. (Average demand equals annual energy consumption divided by 8 760 hours per year.) In 1986 the load factor for Canada as a whole was 65.6 per cent, up from 64.3 per cent in 1985. Load factors for Newfoundland, Nova Scotia, New Brunswick, and British Columbia declined in 1986, indicating that in these provinces the growth of peak demand was greater than that of electricity consumption.

Table 4.7. Load factor in Canada

	1985	1986
	(per cent)	
Newfoundland	69.3	67.0
Prince Edward Island	61.6	63.4
Nova Scotia	63.4	60.3
New Brunswick	60.9	58.9
Quebec	62.8	65.5
Ontario	64.9	66.2
Manitoba	60.6	61.6
Saskatchewan	62.7	62.7
Alberta	70.5	74.4
British Columbia	65.1	63.2
Yukon/N.W.T.	58.7	61.5
Canada	64.3	65.6

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Electricity Generation

Electricity generation increased 2.1 per cent in 1986 to 455 832 GW.h. Of this total, 421 855 GW.h was for use in Canada and the remainder was exported. The sources of generation are given in Table 5.1. The major generating stations in each province are shown in Figure 5.1.

Hydro generation increased 2.3 per cent in 1986, and continued to account for 67 per cent of total generation. Electricity generation from fossil fuels declined by 8.6 per cent in 1986, compared with a decrease of 3.9 per cent in 1985. The fossil fuel share of total electricity generation was 18 per cent, a reduction of 2 per cent from the previous year. The generation of electricity from coal decreased by 8 per cent, from 79 460 GW.h in 1985 to 73 116 GW.h in 1986. In Ontario, coal-fired generation decreased by 6 000 GW.h, largely because of the addition of new nuclear capacity.

Although world oil prices declined significantly in 1986, generation from oil-fired stations decreased by 29 per cent, from 7 166 GW.h in 1985 to 5 110 GW.h in 1986. Generation from natural gas increased by 40 per cent, from 1 955 GW.h in 1985 to 2 731 GW.h in 1986. Total nuclear generation increased by 17.8 per cent, from 57 095 GW.h in 1985 to 67 232 GW.h in 1986.

Table 5.2 shows energy generation by province for 1985 and 1986, and generation growth rates for 1986 over 1985 and the period 1960-86. Quebec was the largest electricity producer in 1986, with 33 per cent of the total; Ontario was second with 28 per cent; and British Columbia was third with 11 per cent. British Columbia's generation declined by 14 per cent in 1986, primarily because of a substantial reduction in exports to the United States. Newfoundland's slight reduction was due to lower production at the Churchill Falls station in Labrador.

Prince Edward Island was the only province in Canada with a negative growth rate for electricity generation during the period 1960-86. The province's electrical generating plants are relatively small, are fuelled by oil, and are consequently expensive to operate. In 1977, an interprovincial interconnection was completed, allowing P.E.I. to purchase economy energy from New Brunswick. In addition, in 1981 P.E.I. purchased a 10-per cent ownership interest in the 200-MW, coal/oil-fired plant at Dalhousie, N.B., to stabilize the island's electricity costs. Because of the interconnection and joint ownership, P.E.I. has reduced the amount of generation from its oil-fired stations.

Table 5.3 presents energy generation by fuel type for the provinces and territories. Production by region and energy source is shown in Figure 5.2. In Newfoundland, Quebec, Manitoba, and British Columbia, hydro generation accounted for more than 96 per cent of the total in 1986. In Alberta, about 92 per cent of total generation came from coal-fired stations. Coal generation was also quite important in Nova Scotia and Saskatchewan, at 78 per cent and 68 per cent, respectively.

Ontario, Quebec, and New Brunswick are the only three provinces with nuclear energy in Canada. In 1986, nuclear generation accounted for 47 per cent of Ontario's total electricity generation, 43 per cent of New Brunswick's, and 3 per cent of Quebec's. Electricity generation from natural gas occurs mainly among industries that generate power for their own use. In all provinces but Newfoundland, Nova Scotia, and New Brunswick, oil is used mainly for peaking purposes.

Fuel Use in 1986

Electricity generated from conventional thermal and nuclear sources totalled about 148 189 GW.h in 1986, or about 33 per cent of total generation. In terms of heat content, fuels used for this generation amounted to the equivalent of 267 million barrels of oil. A breakdown of the fuels used by utilities is provided in Table 5.4. Ontario was the largest user, accounting for approximately

Table 5.1. Sources of electricity production

Fuel Type	1985	1986	Average Annual Growth Rates 1985-1986	1960-1986
	(GW.h)		(per cent)	
Hydro	300 737 (67%)	307 643 (67%)	2.3	4.2
Thermal	88 581 (20%)	80 957 (18%)	- 8.6	9.2
Nuclear	57 095 (13%)	67 232 (15%)	17.8	35.2*
Total	446 413 (100%)	455 832 (100%)	2.1	5.5

** Nuclear generation is calculated for the period 1965-86.*

Source: Statistics Canada.

Figure 5.1. Major generating stations by province, 1986. (MW)

53 per cent of the total. Alberta was second, accounting for 23 per cent, and Saskatchewan ranked third with a 9 per cent share.

New Brunswick remained the largest user of oil due in part to a unit participation contract with Maine Electric Power Company (MEPCo), under which NB Power exports firm energy from its Coleson Cove oil-fired station.

Alberta is the largest user of coal for electricity generation, accounting for 47 per cent of the coal used in Canada for electricity generation.

Energy sources of electricity generation changed significantly in 1986 from the previous year. The decline in coal use, from 39 million tonnes in 1985 to about 38 million tonnes in 1986, is attributed mainly to a 27 per cent decline in export sales from Ontario. In 1986, about 89 per cent of Ontario's electricity exports came from coal-fired stations, compared with 96 per cent in 1985. Oil use also declined, dropping from 10.2 million barrels in 1985 to 9.4

Table 5.2. Electricity generation by province

	1985	1986	Average Annual Growth Rates 1985-1986	1960-1986
	(GW.h)		(per cent)	
Newfoundland	41 387	40 407	-2.4	13.6
Prince Edward Island	2	12	500.0	-7.0
Nova Scotia	7 511	7 411	-1.3	5.6
New Brunswick	11 422	12 192	6.7	7.8
Quebec	136 727	148 260	8.4	4.3
Ontario	121 661	125 225	2.9	5.0
Manitoba	22 742	24 052	5.8	7.3
Saskatchewan	11 816	11 913	0.8	6.6
Alberta	33 253	34 716	4.4	9.3
British Columbia	59 126	50 772	-14.1	5.3
Yukon/N.W.T.	766	872	13.8	6.6
Canada	446 413	455 832	2.1	5.5

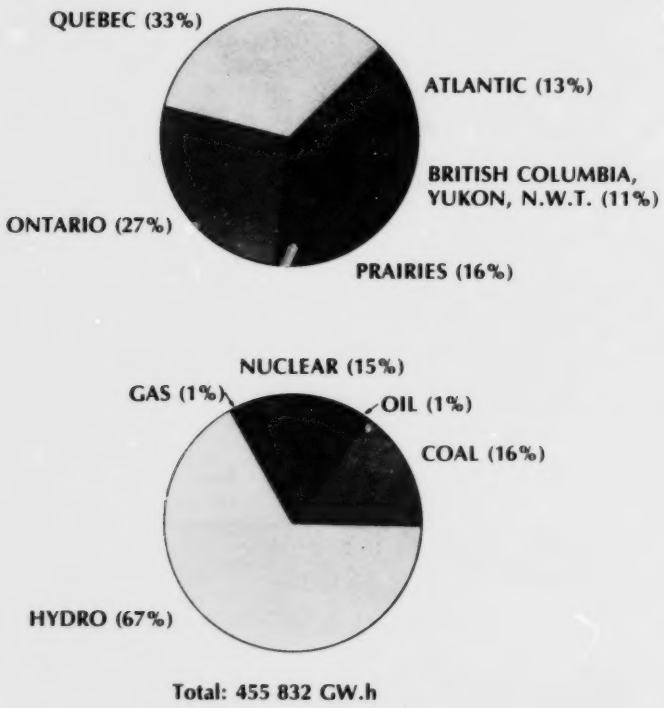
Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Table 5.3. Electrical energy production by fuel type, 1986

	Coal	Oil	Natural Gas	Nuclear	Hydro	Total
			(GW.h)			
Newfoundland	0	1 278	0	0	39 129	40 407
Prince Edward Island	0	12	0	0	0	12
Nova Scotia	5 748	662	0	0	1 001	7 411
New Brunswick	1 365	2 454	0	5 227	3 146	12 192
Quebec	0	140	0	3 792	144 328	148 260
Ontario	25 950	12	0	58 213	41 050	125 225
Manitoba	163	37	12	0	23 840	24 052
Saskatchewan	8 106	7	36	0	3 764	11 913
Alberta	31 784	18	1 114	0	1 800	34 716
British Columbia	0	280	1 569	0	48 923	50 772
Yukon	0	22	0	0	315	337
Northwest Territories	0	188	0	0	347	535
Canada	73 116	5 110	2 731	67 232	307 643	455 832

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Figure 5.2. Production by region and energy source, 1986



Total: 455 832 GW.h

million barrels in 1986. Almost all of this reduction occurred in Newfoundland, where hydro generation was used to replace base-load oil generation. Uranium use increased due to the additions of Ontario's Bruce 7 and Pickering 8 nuclear reactors. Natural gas use also increased considerably, with most of the increase occurring in British Columbia.

Provinces west of Quebec continued to use Canadian oil, primarily light oil and diesel oil in gas turbines or diesel plants. In the Yukon and Northwest Territories, Canadian diesel oil was used to supply electricity to small remote communities. Oil used by the Atlantic region and Quebec was imported.

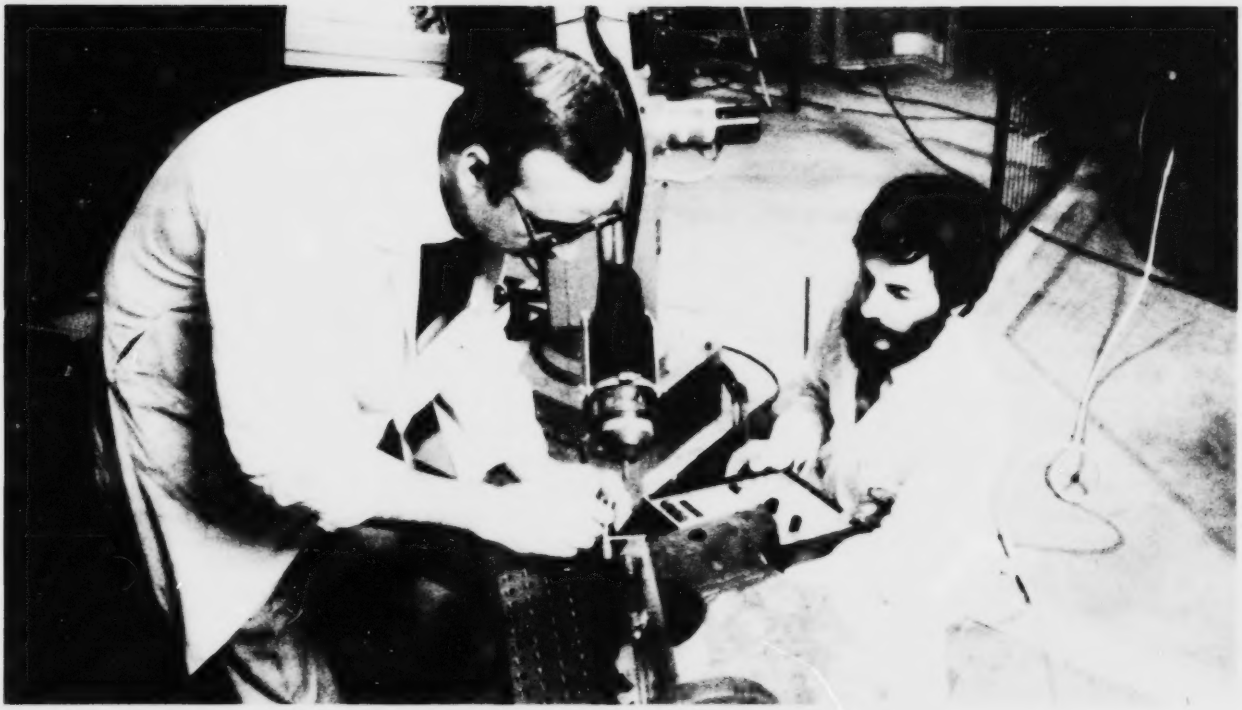
In 1986, about 68 per cent of the coal used for electricity generation in Ontario was imported from the United States, while the remainder came from western Canada. Coal used by Manitoba was purchased from Saskatchewan, while Alberta, Nova Scotia, and New Brunswick used their own coal resources. Saskatchewan relied primarily on its own coal, but also purchased additional amounts from Alberta.

Table 5.4. Fossil fuels used by utilities, 1986

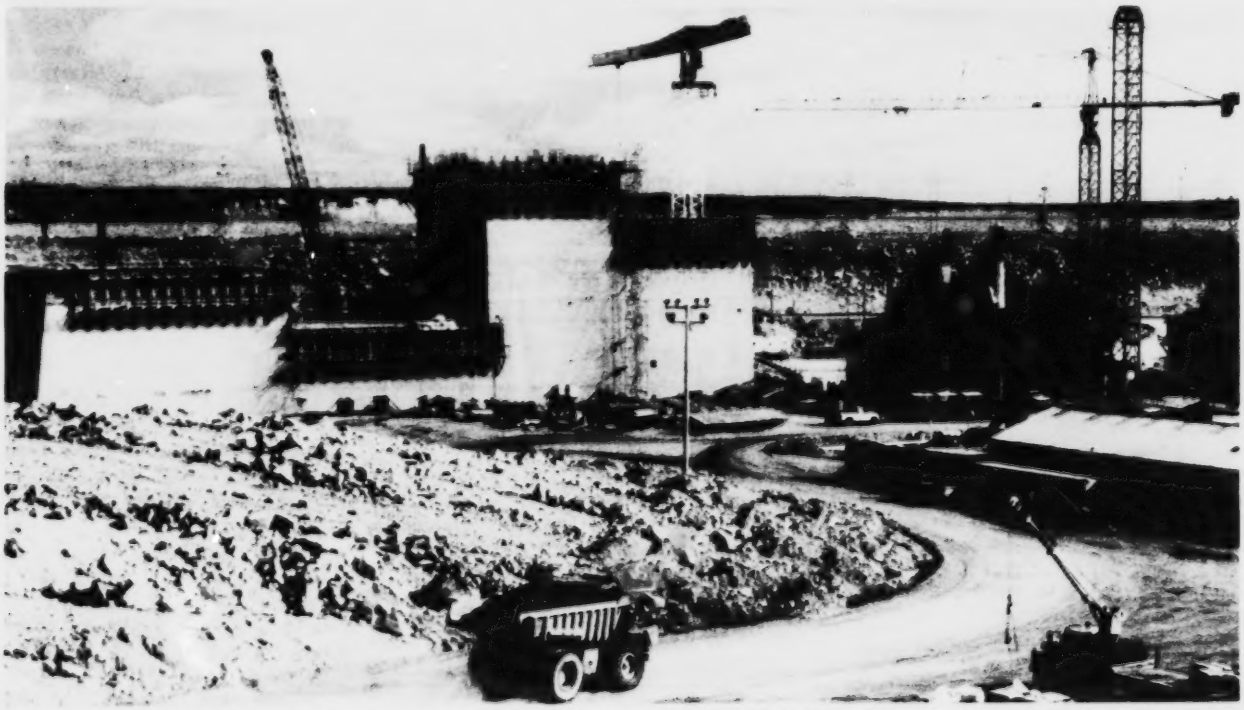
Province	Coal (10^3 tonnes)	Oil (m^3)	Gas ($10^6 m^3$)	Uranium ($10^3 g$)
Newfoundland	0	335 245	-	-
Prince Edward Island	0	8 900	-	-
Nova Scotia	2 143	207 065	-	-
New Brunswick	528	602 721	-	103 000
Quebec	-	71 323	-	73 000
Ontario	10 276	20 446	-	1 110 000
Manitoba	120	4 292	15	-
Saskatchewan	6 775	17 144	46	-
Alberta	17 719	35 454	681	-
British Columbia	-	110 020	889	-
Northwest Territories/Yukon	-	79 572	-	-
Canada	37 561	1 492 182	1 631	1 276 000

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Note: 1 m^3 oil = 6.3 bbls
1 m^3 gas = 35.5 ft^3
1 tonne = 1000 kg



A welding robot assists employees at the Hydro-Québec Institute of Research.



Construction of Manitoba Hydro's Limestone generating station continued in 1986. Shown from the upstream side, the structure's service bay reached a height of 86 metres above sea level, the first section of the project to reach its finished height. By the end of the construction season, more than 170 000 cubic metres of concrete had been poured at the site.

Capacity and Reserve Margins

Capacity Additions

In 1986, total Canadian generating capacity increased by 2 696 MW to 98 368 MW at year end, a 1.7 per cent increase over 1985. Nuclear capacity additions totalled 1 346 MW, hydro 970 MW, and coal 380 MW, representing 50 per cent, 36 per cent, and 14 per cent of the total additions respectively. A summary of the major additions is presented in Table 6.1. Installed capacity by fuel type for Canada as a whole during the period 1920-86 is reported in Table A1 of the Appendix.

Total installed capacity by principal fuel type and province for 1986 is given in Table 6.2. Installed capacity by region and energy source for Canada is shown in Figure 6.1. Figure 6.2 illustrates historical installed capacity by fuel type for Canada during the period 1960-86.

Table 6.2 indicates that in 1986 Ontario's installed capacity was the largest in Canada, with 31 per cent of the total. Quebec was second with 28 per cent and British Columbia was third with 13 per cent.

Although the market share of hydro has decreased since 1960, it is still the most important source of electric power in Canada. In 1986, hydro accounted for 58 per cent of total installed generating capacity, followed by coal with 18 per cent, nuclear with 11 per cent, oil with 8 per cent, and natural gas with 5 per cent.

Table 6.3 presents total installed capacity by province for 1985 and 1986, along with a comparison of the annual growth rate for 1985-86 to the annual growth rate for the period 1960-86. In 1986, only Quebec, Ontario, and Alberta had net additions to their electrical systems. Installed capacity for British Columbia, Saskatchewan, and the territories was slightly reduced because of plant retirements. In the four Atlantic provinces and Manitoba, capacity did not change in 1986. The generating capacity growth rate increased only 1.7 per cent for Canada in 1986, compared with

Table 6.1. Major additions to installed generating capacity, 1986

	Project	Plant Type	No. of Units	Capacity (MW)
Quebec	LG-4	Hydro	2	885
Ontario	Bruce 7	Nuclear	1	830
	Pickering 8	Nuclear	1	516
Saskatchewan	Nipawin	Hydro	1	85
Alberta	Sheerness	Steam (coal)	1	380

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Table 6.2. Installed generating capacity by fuel type, 1986

	Hydro	Coal	Nuclear	Oil	Natural Gas	Total
			(MW)			
Newfoundland	6 417	0	0	757	0	7 174
Prince Edward Island	0	0	0	122	0	122
Nova Scotia	366	954	0	1 035	0	2 355
New Brunswick	903	307	635	1 589	0	3 434
Quebec	25 812	0	638	1 111	0	27 561
Ontario	7 172	9 235	9 711	2 736	1 552	30 406
Manitoba	3 641	442	0	55	4	4 142
Saskatchewan	829	1 680	0	7	304	2 820
Alberta	734	4 966	0	79	1 819	7 598
British Columbia	10 844	0	0	300	1 299	12 443
Yukon	82	0	0	41	0	123
Northwest Territories	49	0	0	141	0	190
Canada	56 849	17 584	10 984	7 973	4 978	98 368

Source: Statistics Canada Publication 57-204.
Energy, Mines and Resources Canada.

the historical average of 5.7 per cent registered during the period 1960-86.

Surplus Capacity

There have been two distinct periods in the growth of electricity demand in Canada since World War II. From 1947 to 1974, there was a period of rapid growth, with an average annual increase of 6.8 per cent. Following the oil crisis of 1973-74, electricity growth slowed to an average rate of 3.9 per cent for the period 1975-86. Electricity consumption actually declined in 1975 and did not grow in 1982.

This shift, from a long period of sustained rapid growth to one of slower growth, resulted in excess generating capacity. In the early 1970s, the construction of new generating stations was initiated mainly on the basis of expectations of continuing rapid growth in electricity demand but also to displace fossil-fuelled electricity production. As the growth in demand slowed dramatically in the latter part of the decade, some of these newly constructed stations became surplus to domestic requirements.

In calculating surplus capacity, the generating capability, rather than generating capacity, is normally used. Generating capability measures the expected power of all available generating facilities of the province (or country) at the time of one hour firm peak load. This may differ from the generating capacity measured by the nameplate rating of the equipment (see Table 6.2).

The variations between generating capability and generating capacity may be caused by a number of factors. These include high water levels in reservoirs, resulting in a higher waterhead and greater generation than the nameplate capacity; the impossibility of placing all pieces of equipment on the line at the same time; and low

Figure 6.1. Capacity by region and energy source, 1986

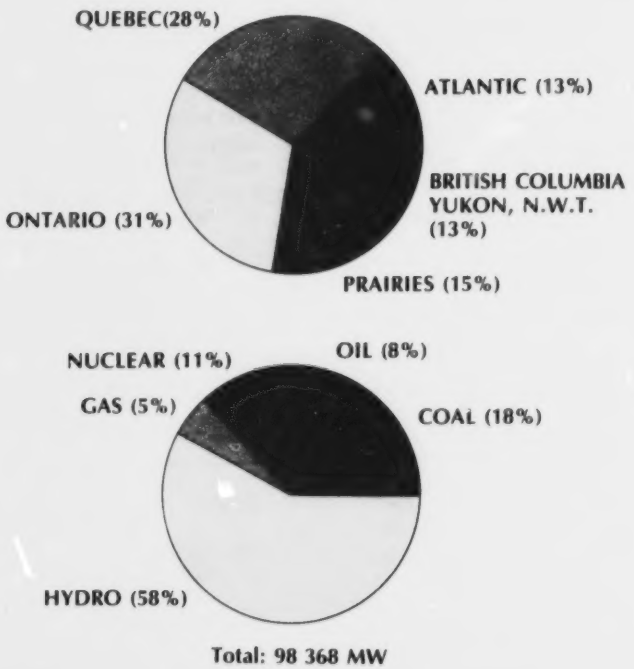
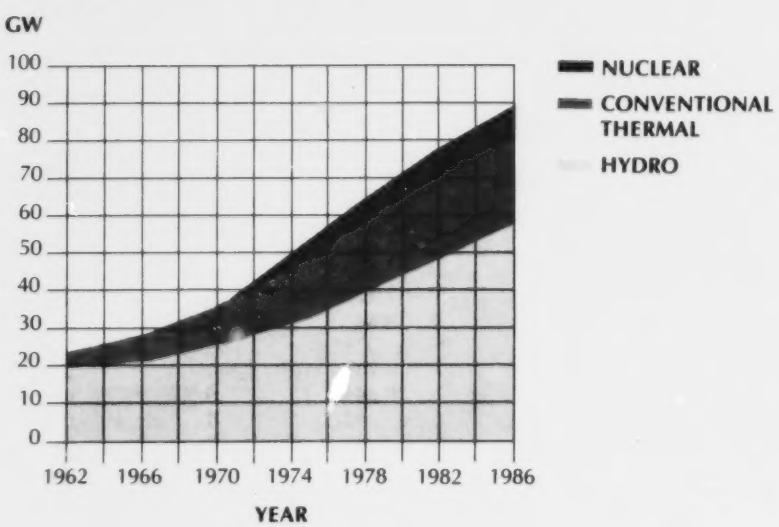


Figure 6.2. Historical installed capacity by fuel type, 1960-1986



water, ice, or unreliable equipment, which may result in capability below capacity.

Present Reserve Margin

The reserve margin of an electrical system is defined as the excess of generating capability for in-province use over the in-province firm peak that occurred during the year, expressed as a percentage of in-province firm peak. Column 3 of Table 6.4 presents the reserve margin in the 10 provinces in 1986. The largest reserve was in British Columbia with 46 per cent, followed by Manitoba with 40 per cent, Nova Scotia with 38 per cent, Prince Edward Island with 35 per cent, and New Brunswick with 34 per cent. The reserve margin for Canada as a whole was 27 per cent.

Capacity Reserve Requirements

Normal practice in an electrical system is that a certain amount of capacity (expressed as a percentage of firm peak load) is designated to allow for scheduled maintenance, planned outages, and unexpected peak demand. This proportion is usually called the capacity reserve requirement. It varies from utility to utility, depending on the capacity mix of the particular system. Column 4 of Table 6.4 reports the capacity reserve requirement in each province for 1986. Ontario Hydro had the largest capacity reserve with 23 per cent, followed by the Alberta integrated system

Table 6.3. Installed capacity by province

	1985	1986	Average Annual Growth Rates 1985-1986	1960-1986
	(MW)		(per cent)	
Newfoundland	7 174	7 174	0.0	12.8
Prince Edward Island	122	122	0.0	4.7
Nova Scotia	2 355	2 355	0.0	6.1
New Brunswick	3 434	3 434	0.0	8.7
Quebec	27 215	27 561	1.3	4.4
Ontario	29 395	30 406	3.4	5.7
Manitoba	4 142	4 142	0.0	5.5
Saskatchewan	2 826	2 820	-0.2	5.1
Alberta	7 220	7 598	5.2	8.5
British Columbia	12 504	12 443	-0.5	5.7
Yukon/N.W.T.	315	313	-0.6	6.4
Canada	96 702	98 368	1.7	5.7

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Table 6.4. Surplus capacity, 1986

	Generating Capability for In-Province Use (1)	In-Province Firm Peak (2)	Reserve Margin (3) = (1-2)/(2)	Capacity Reserve Requirement (4)*	Net Surplus Capacity (5) = (3-4)
	(MW)			(per cent)	
*Nfld.***	1 779	1 362	31	17	14
P.E.I.	135	100	35	15	20
N.S.	1 871	1 352	38	20	18
N.B.	2 987	2 228	34	20	14
Que.	31 498	26 844	17	10	7
Ont.	25 790	20 996	23	23	0
Man.	4 384	3 130	40	15	25
Sask.	2 803	2 273	23	15	8
Alta.	7 573	5 850	30	22	8
B.C.	12 736	8 717	46	15	31
*Canada****	92 618	73 154	27	17	10

* *Expressed as a percentage of in-province firm peak.*
** *Does not include Labrador.*
*** *Figures include NCPC's capacity.*

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

with 22 per cent; Hydro-Québec had the lowest capacity reserve with 10 per cent.

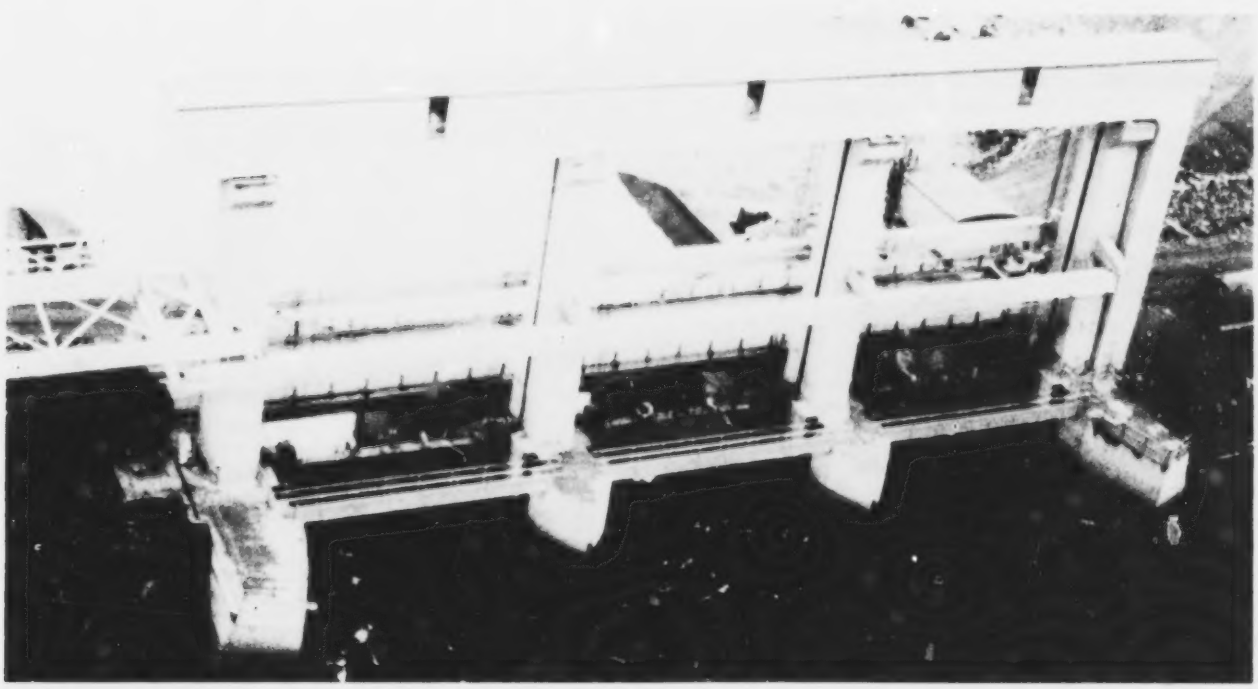
Net Surplus Capacity

Net surplus capacity is defined as the reserve margin less the reserve capacity requirement. Column 5 of Table 6.4 indicates existing net surplus generating capacity by province for 1986. Because of low growth in electricity consumption in 1986, all provinces had net surplus capacity, with the exception of Ontario. British Columbia had the greatest net surplus capacity with 31 per cent, followed by Manitoba with 25 per cent and Prince Edward Island with 20 per cent. For Canada as a whole, net surplus capacity was 10 per cent, or 7 315 MW. Table 6.5 summarizes net surplus capacity by province for the period 1982-86. Because of its high reserve requirement, Ontario has had no net surplus capacity in the past five years.

Table 6.5. Changes in net surplus, 1982-1986

	1982	1983	1984	1985	1986
			(per cent)		
Newfoundland	22	13	15	34	14
Prince Edward Island	16	19	15	25	20
Nova Scotia	15	23	38	18	18
New Brunswick	28	40	38	19	14
Quebec	0	18	19	10	7
Ontario	-1	-11	-11	-12	0
Manitoba	39	35	40	33	25
Saskatchewan	-3	3	-2	0	8
Alberta	14	16	19	14	8
British Columbia	26	21	32	35	31
Canada	8	9	11	9	10

Source: Energy, Mines and Resources Canada.



Lobstick, shown above, is one of the main control structures of the Churchill Falls hydroelectric development in Labrador.

Electricity Trade

International Trade

Electricity trade between Canada and the United States dates back to the beginning of the century. In 1901, the first electric power transmission line (12 000 volts) was built across the border at Niagara Falls. This early interconnection enabled Canada to market its abundant hydroelectric power in the United States. For most of the century, electricity trade between Canada and the United States was balanced. However, between the early 1970s and 1986, Canada's net exports to the United States grew steadily in both quantity and revenue. Electricity trade statistics for the period 1982-86 are summarized in Table 7.1.

In 1986, electricity exports to the United States (excluding non-cash service exchange) were 35 271 GW.h, a decline of 15 per cent from 1985. Two key conditions contributed to this reduction: the lowering of international oil prices, which has resulted in some U.S. electric utilities increasing their electricity generation from oil-fired station rather importing electricity from Canada; and the Bonneville Power Administration (BPA) intertie access policy, which has limited BC Hydro's ability to deliver electricity to Southern California. Electricity exports in 1986 accounted for 7.7 per cent of Canada's total generation, down from 9.3 per cent in 1985.

Export revenues dropped 24 per cent in 1986 to $1.086 bilion, compared to $1.425 billion in 1985. Electricity imports from the United States in 1986 were 235 GW.h, and import costs to Canada were about $9 million, the same as the previous year.

Approximately 72 per cent of the electricity exported in 1986 was

Table 7.1. Canada-U.S. electricity trade, 1982-1986

	1982	1983	1984	1985	1986
			(GW.h)		
Exports [a]	32 986	36 907	37 572	41 520	35 271
Imports [a]	268	211	291	221	235
Net exports	32 718	36 696	37 281	41 299	35 036
Type of exports: [b]					
Firm	5 829	10 218	10 852	12 305	9 756
Interruptible	27 157	26 689	26 720	29 215	25 515
Total	32 986	36 907	37 572	41 520	35 271
Generation source for exports: [c]					
Hydro [d]	20 114	21 627	22 816	28 915	25 727
Imported coal	10 315	11 704	10 582	8 245	5 389
Imported oil	1 959	1 201	1 552	1 157	846
Domestic coal/oil	502	519	711	956	825
Nuclear	96	1 856	1 911	2 247	2 484
Total	32 986	36 907	37 572	41 520	35 271
			(million $)		
Export revenue	1 106	1 249	1 376	1 425	1 086
Import costs	5	6	10	9	9
Net revenue	1 101	1 243	1 366	1 416	1 077

(a) Excludes non-cash exchanges.
(b) 'Firm exports' refers to energy that must be made available on demand. 'Interruptible exports' refers to energy that can be interrupted upon notice by the supplier, and which therefore requires backup capacity on the part of the buyer.
(c) Estimated from data of major utilities.
(d) Electricity purchased by a utility from another Canadian utility for the purposes of export has been considered hydro-generated. Exports from a number of smaller utilities have also been considered hydro-generated.

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

interruptible (i.e. available only when surplus to the selling utility's needs). This represents a marginal percentage increase over 1985. Hydro-generated electricity continued to be the main source of Canada's electricity exports, accounting for more than 73 per cent of the total exported.

Provincial sources of exports, revenues, and average revenues received in 1985 and 1986 are reported in Table 7.2. New Brunswick, Quebec, and Manitoba showed increases in the quantity of electricity exported in 1986, while Ontario, Saskatchewan, and British Columbia showed decreases. The largest decrease occurred in British Columbia where the quantity exported was equal to only 20 per cent of the previous year's level. This decline was the result of a surplus of energy in the Pacific Northwest (compared to a deficit a year earlier) and the Bonneville Power Administration's unwillingness to grant BC Hydro access to its intertie with California.

The average revenue received from electricity exports in 1986 varied significantly from province to province. New Brunswick received the highest average revenue, 41.9 mills per kW.h, while Saskatchewan received the lowest, 10.1 mills per kW.h. These differences reflect significant differences in the product exported, the cost of generation, and the alternatives available in the export market.

As indicated in Table 7.2, average revenues for all exporting provinces fell in 1986. The dramatic decline in the international price of crude oil, from US$29 per barrel in 1985 to about US$17 per barrel in 1986, was the main factor contributing to lower average revenues. As mentioned above, more than 72 per cent of electricity exports to the United States in 1986 were interruptible sales, which are largely priced in relation to the importing utility's marginal cost of oil-fired generation. The declining world price of oil resulted in a reduction in U.S. generation costs which, in turn, reduced Canada's export prices.

Table 7.3 presents the proportion of firm and interruptible electricity exports for the six exporting provinces. While firm exports accounted for just under 28 per cent of total Canadian electricity exports in 1986, the proportion of firm to total exports ranged from 1 per cent in Manitoba to almost 42 per cent in Ontario. The high proportion of firm power exports in Ontario partly accounts for the province experiencing only a slight reduction in its average revenue in 1986, despite lower world oil prices.

Table 7.4 reports the energy sources of electricity exported during 1986. Exports from Quebec and British Columbia were generated entirely from hydro-electric stations. Manitoba's exports also overwhelmingly came from hydro. Exports from Saskatchewan were generated entirely from indigenous coal, while Ontario's exports came primarily from thermal stations using imported coal. Nuclear-generated power for export increased significantly in Ontario, from 2.5 per cent in 1985 to 9.1 per cent in 1986. In New Brunswick, electricity exports were generated from nuclear, oil, and coal sources. The hydro-based electricity exported by New Brunswick was purchased from Quebec and not generated within the province. New Brunswick was the only province using base-load oil-fired generation for exports.

Export markets in the U.S. are summarized in Table 7.5. New York State was the most important market for Canadian electricity exports. Of the total 35 271 GW.h exported in 1986, New York received about 15 466 GW.h, or

Table 7.2. Electricity exports and revenues by province, 1985-1986*

	Quantity (GW.h)			Revenue (million $)			Average revenue (mills/kW.h)		
	1985	1986	% Change	1985	1986	% Change	1985	1986	% Change
N.B.	6 130	6 652	8	332.9	278.8	-16	54.3	41.9	-23
Que.	9 585	12 640	31	332.0	378.3	13	34.6	29.9	-14
Ont.	9 329	6 757	-27	379.2	270.3	-28	40.7	40.0	-2
Man.	5 642	7 009	24	96.1	111.7	16	17.0	15.9	-7
Sask.	128	110	-13	3.2	1.1	-63	25.1	10.1	-60
B.C.	10 706	2 103	-80	281.1	45.5	-83	26.3	21.7	-18
Canada	41 520	35 271	-15	1 424.7	1 086.0	-24	34.3	30.8	-10

** Excludes non-cash exchanges.*

Source: Compiled from National Energy Board Annual Report.

44 per cent. New York accounted for 48 per cent of Canada's total $1.086 billion export revenue.

The New England states were also an important market for Canadian electricity exports in 1986. They imported 9 840 GW.h from New Brunswick, Quebec, and Ontario, accounting for 28 per cent of total Canadian electricity exports. New England contributed $387 million, or 36 per cent of Canada's total export revenue.

Because of the decrease in quantity exported, Canadian electricity exports, as a percentage of total electrical energy demand in the United States, dropped from 1.7 per cent in 1985 to 1.4 per cent in 1986. However, the importance of Canadian exports varied from region to region. Exports to New York accounted for 12 per cent of the state's total electricity consumption in 1986. The corresponding ratio was 9 per cent for New England, 6 per cent for the Midwest, and 1 per cent for California.

Provincial shares of total Canadian electricity exports are shown in Table 7.6. Quebec was the leading exporter in 1986, followed by Manitoba, Ontario, and New Brunswick.

Electricity Trade and the Economy

The export of electricity is an important aspect of Canada's foreign trade. Although total electricity export revenue accounted for only 0.9 per cent of total merchandise exports in 1986, Figure 7.1 shows that net electricity export revenue contributed 14 per cent of the total $7.817 billion merchandise trade balance in the same year.

Canadian energy trade by fuel type during the period 1982-86 is reported in Table 7.7. In 1986, total electricity export revenue accounted for about 9 per cent of total energy export revenue. In

Table 7.3. Firm and interruptible exports, 1986*

	Firm	Interruptible	Interruptible	Firm
	(GW.h)		(per cent)	
New Brunswick	2 422	4 230	63.6	36.4
Quebec	4 125	8 515	67.4	32.6
Ontario	2 813	3 944	58.4	41.6
Manitoba	87	6 922	98.8	1.2
Saskatchewan	12	98	89.4	10.6
British Columbia	297	1 806	85.9	14.1
Canada	9 756	25 515	72.3	27.7

** Exchanges are excluded.*

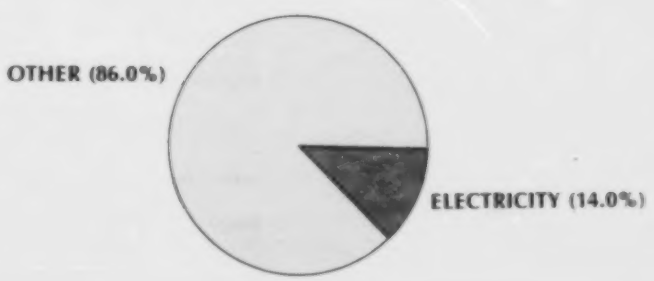
Source: National Energy Board.

Table 7.4. Energy sources of electricity exports, 1986

	Oil	Coal	Nuclear	Hydro	Total
			(per cent)		
New Brunswick	13.4	11.1	26.8	48.7	100
Quebec	-	-	-	100.0	100
Ontario	-	89.4	9.1	1.5	100
Manitoba	-	0.7	-	99.3	100
Saskatchewan	-	100.0	-	-	100
British Columbia	-	-	-	100.0	100
Canada	4.0	16.0	7.0	73.0	100

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Figure 7.1. Net electricity exports and Canadian merchandise trade, 1986



Total Merchandise Trade Balance
$7.817 Billion

terms of net revenue, however, electricity accounted for 16 per cent, as shown in Figure 7.2.

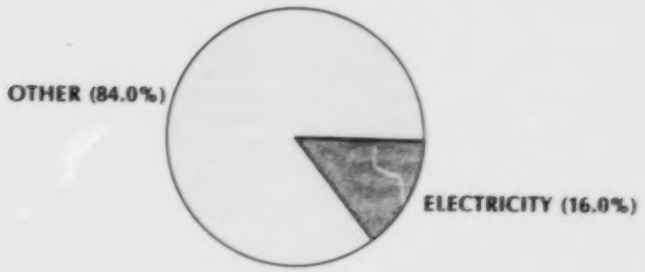
Interprovincial Trade

The most significant change in interprovincial transfers during 1986 was a 24-per cent increase in sales from Quebec to New Brunswick, from 5 827 GW.h in 1985 to 7 204 GW.h in 1986. This change was mainly due to increased electricity demand in New Brunswick and increased electricity exports from New Brunswick to the United States.

Quebec's purchases from Newfoundland declined for the second consecutive year, dropping by 4 per cent, from 31 837 GW.h in 1985 to 30 695 GW.h in 1986. In Ontario, two new nuclear reactors, Pickering 8 and Bruce 7, came into service in 1986. With the additional capacity provided by these new units, sales of electricity from Quebec to Ontario declined by 16 per cent, from 8 664 GW.h in 1985 to 7 292 GW.h in 1986.

Interprovincial transfers during the period 1982-86 are summarized in Table 7.8. More information on exports and imports by province is provided in Figure 7.3 and Table A5 in the Appendix.

Figure 7.2. Net electricity exports and Canadian energy trade, 1986



Total Energy Trade Balance
$6.841 Billion

Table 7.5. Exporting provinces and importing markets, 1986

Exporting Province	Importing Markets	Quantity (MW.h)	Revenue ($1000)
New Brunswick	Massachusetts	1 853 068	127 175
	Maine	4 799 097	151 696
Quebec	Maine	258	14
	Vermont	1 472 386	58 848
	New England	1 385 788	31 783
	New York	9 781 424	287 678
Ontario	Vermont	328 772	16 572
	New York	5 684 637	231 927
	Michigan	743 706	21 836
	Minnesota	328	9
Manitoba	Minnesota	5 737 470	89 840
	North Dakota	1 271 127	21 913
Saskatchewan	North Dakota	109 883	1 169
British Columbia	Alaska	317	47
	Washington	522 359	8 612
	Oregon	1 181 096	22 656
	California	399 447	14 251
Canada	United States	35 271 163	1 086 025

Source: National Energy Board.

Table 7.6. Provincial shares of Canadian exports, 1982-1986

	1982	1983	1984	1985	1986
			(per cent)		
New Brunswick	9	15	15	15	19
Quebec	26	28	30	23	36
Ontario	34	33	29	22	19
Manitoba	16	16	14	14	20
British Columbia	15	8	12	26	6
Canada	100	100	100	100	100

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Table 7.7. Canadian energy trade, 1982-1986

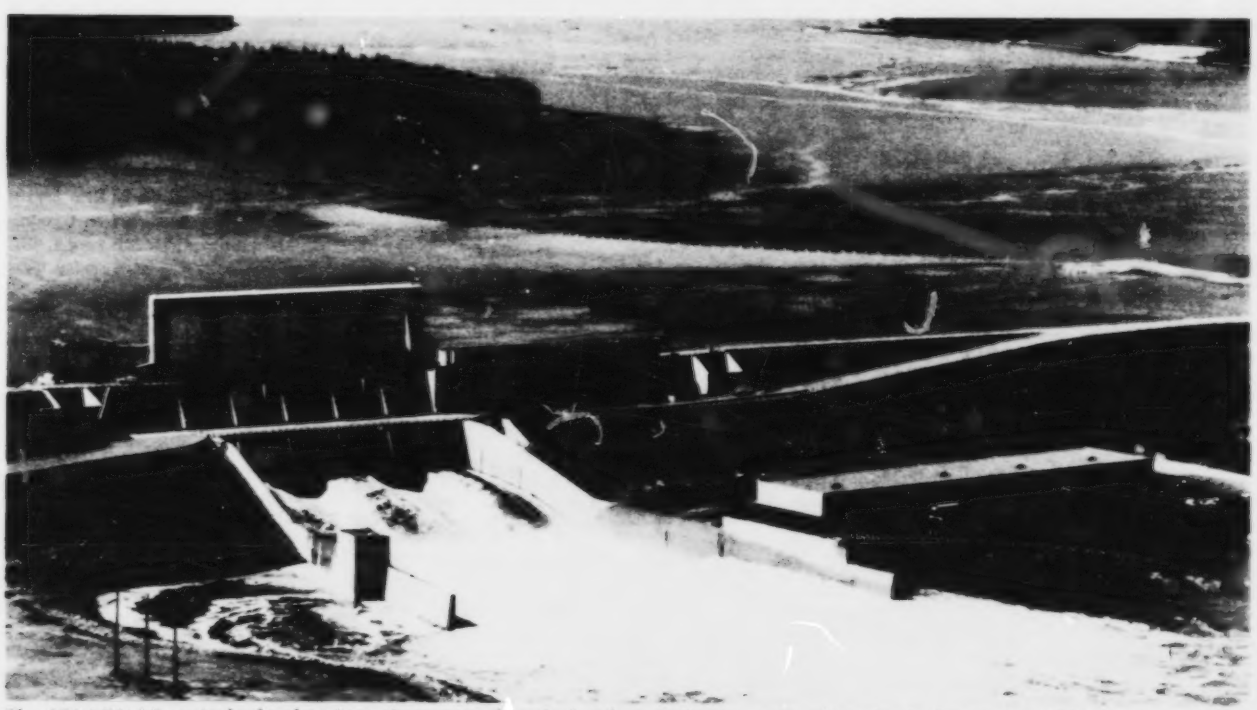
	Oil	Natural Gas	Coal	Electricity	Uranium	Total Energy
			(millions of dollars)			
1982						
Exports	5 218	4 755	1 203	1 106	793	13 075
Imports	5 753	1	1 017	5	17	6 793
Balance	-535	4 754	186	1 101	776	6 282
1983						
Exports	6 338	3 958	1 247	1 249	430	13 222
Imports	4 221	0	941	6	15	5 183
Balance	2 117	3 958	306	1 243	415	8 039
1984						
Exports	7 580	3 886	851	1 376	875	15 568
Imports	4 919	1	1 203	10	15	6 148
Balance	2 661	3 885	648	1 366	860	9 420
1985						
Exports	9 239	3 912	2 030	1 425	822	17 518
Imports	5 242	0	1 023	9	28	6 302
Balance	3 997	3 912	1 007	1 416	794	11 216
1986						
Exports	5 854	2 483	1 869	1 086	842	12 134
Imports	4 379	0	874	9	31	5 293
Balance	1 475	2 483	995	1 077	811	6 841

Source: Statistics Canada, Exports by Commodities (65-004) and Imports by Commodities (65-007).

Table 7.8. Interprovincial transfers, 1982-1986

	1982	1983	1984	1985	1986
			(GW.h)		
Newfoundland to Quebec	35 777	31 234	36 042	31 837	30 695
Nova Scotia to New Brunswick	133	121	282	199	71
New Brunswick to Nova Scotia	216	722	301	350	620
New Brunswick to P.E.I.	476	519	539	575	610
New Brunswick to Quebec	0	5	0	2	0
Quebec to New Brunswick	3 613	3 993	4 306	5 827	7 204
Quebec to Ontario	5 773	5 379	7 362	8 664	7 292
Ontario to Quebec	55	52	62	39	17
Ontario to Manitoba	4	8	2	5	5
Manitoba to Ontario	1 072	957	940	968	735
Manitoba to Saskatchewan	1 388	1 598	1 625	1 556	1 211
Saskatchewan to Manitoba	1 084	1 206	1 298	1 233	1 076
Saskatchewan to Alberta	3	5	4	3	0
Alberta to Saskatchewan	0	4	0	0	0
Alberta to B.C.	189	194	262	243	617
B.C. to Alberta	443	342	298	275	553
Total	50 226	46 339	53 323	51 776	50 706

Source: Energy, Mines and Resources Canada.



The 252-MW Nipawin hydroelectric station, owned by Saskatchewan Power, entered service in September 1986.

Figure 7.3. Electricity Trade, 1986. (GW.h)

Transmission

Canada

Total circuit length of electrical transmission in Canada, for lines rated at 100 kV and above, increased only 242 km in 1986. The total amount of Canadian transmission is now 114 150 km, and most of it (41 per cent) is in the range of 100 kV to 149 kV. Another 34 per cent is in the 150 kV to 299 kV range, while 16 per cent is between 300 kV and 599 kV. Newfoundland and Quebec are the only two provinces with transmission lines over 600 kV; their circuit length is 10 591 km, about 9 per cent of the Canadian total. Quebec has the greatest amount of electrical transmission, with 30 126 km, or 26.4 per cent of Canada's total. It is followed by Ontario with 24.5 per cent and British Columbia with 12.3 per cent. Transmission circuit length by province and voltage is reported in Table 8.1.

Provincial

The additions in 1986 were in Alberta, Quebec, and New Brunswick. Alberta Power Ltd. increased its 144-kV lines by 24 km and its 240-kV lines by 110 km. Hydro-Québec extended its 230-kV line by 7 km and its 735-kV lines by 99 km. New Brunswick Power increased its system by 9 km with the addition of one 138-kV line.

There are several transmission lines now under construction. Ontario is in the process of adding three 500-kV lines, with two scheduled to be completed in 1987 and the third in 1989. The new lines will increase Ontario's total circuit length by 448 km. Eight 240-kV lines are under construction in Alberta, and all are expected to be completed in 1987. The total circuit length of the lines will be 480 km.

Interprovincial

Table 8.2 presents the major provincial interconnections. There are 33 interties, with a total transfer capability of 9 895 MW.

Table 8.1. Transmission circuit length in Canada, 1986

	100 - 149 kV	150 - 199 kV	200 - 299 kV	300 - 399 kV	400 - 599 kV	600 kV and up	Total
Newfoundland	1 681	214	1 883	-	-	600	4 378
Prince Edward Island	168	-	-	-	-	-	168
Nova Scotia	1 586	-	1 204	173	-	-	2 963
New Brunswick	1 835	-	528	969	-	-	3 332
Quebec	7 608	2 178	3 626	6 723	-	9 991	30 126
Ontario	12 222	-	13 471	6	2 222	-	27 921
Manitoba	4 386	-	4 094	-	2 042	-	10 522
Saskatchewan	3 581	-	2 537	-	-	-	6 118
Alberta	8 142	133	5 027	-	356	-	13 658
British Columbia	4 264	179	3 854	403	5 264	-	13 964
Yukon	497	-	-	-	-	-	497
Northwest Territories	503	-	-	-	-	-	503
Canada	46 473 (41%)	2 704 (2%)	36 224 (32%)	8 274 (7%)	9 884 (9%)	10 591 (9%)	114 150 (100%)

Source: Statistics Canada Publication 57-202.
Energy, Mines and Resources Canada.

Although there were no new interprovincial lines under construction in 1986, one important interconnection was proposed. Saskatchewan Power Corporation and Alberta Power Ltd. signed an agreement to jointly construct a $41 million high-voltage-direct-current (HVDC) interconnection linking the electrical systems of the two provinces. This interconnection will run from Swift Current, Saskatchewan, to Empress, Alberta, and will enable Alberta and Saskatchewan to share 100 MW of generation resources and allow electric power sales between the two provinces. The interconnection will involve 175 km of 230-kV transmission line in Saskatchewan and 10 km of 138-kV line in Alberta. It will be the first Canadian link between the eastern and western power systems of North America. Construction of the interconnection, which is subject to regulatory approval in both provinces, is scheduled to begin in mid-1988 and be completed late the following year.

Table 8.2. Provincial interconnections at year end, 1986

Connection	Voltage	Design Capability*
	(kV)	(MW)
British Columbia - Alberta	1 x 500	800
	1 x 138	110
Saskatchewan - Manitoba	3 x 230	400
Manitoba - Ontario	2 x 230	260
	1 x 115	
Quebec - Ontario	4 x 230	1 300
	9 x 120	
Quebec - Newfoundland	3 x 735	5 225
Quebec - New Brunswick	2 x ±80(DC)	700
	1 x 230	150
	2 x 345	500
New Brunswick - Nova Scotia	2 x 138	600
	1 x 345	
New Brunswick - Prince Edward Island	1 x 138	200

** Actual transfer capability in practice will be different from design capability.*

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

International

One new international transmission line was completed during 1986. This was a ±450 kV HVDC transmission line from Quebec to New Hampshire, with a power transfer capability of 690 MW. This transmission line may be upgraded to 2 000 MW by 1990.

There are now over 100 international transmission lines in place to provide for Canada's international trade in electricity. Although most of these lines are quite small, there are 37 bulk power interties rated at 69 kV or higher, with a total power transfer capacity of 13 600 MW. These are presented in Table 8.3.

A 345-kV transmission line from Point Lepreau, New Brunswick, to Orrington, Maine, is planned by New Brunswick and is expected to be completed in 1989. The estimated power transfer capability would be 575 MW.

Long Distance Transmission

Canada is a world leader in long distance electric power transmission, in both extra-high-voltage (EHV) alternating current and HVDC. A major influence on the development of Canada's expertise in these areas has been the country's abundant water power resources. Early in the century, pioneering efforts in high-voltage transmission resulted in the initial development of hydroelectric power at Niagara Falls to supply the growing needs of communities in southern Ontario. In Quebec, the first 50-kV transmission lines were constructed to bring power from Shawinigan to Montreal.

After the harnessing of the major hydroelectric sites close to load centres, it became necessary to develop remote hydroelectric sources in several provinces and to integrate these sources into the power system over long distance EHV and HVDC transmission lines. In 1965, Hydro-Québec installed the world's first 700-kV class transmission system. This system now extends over 1 100 km from the Churchill Falls development in Labrador to Montreal; a comparable system of about the same distance extends from the James Bay development to Quebec load centres.

In Manitoba, pioneering work was done to develop the ±450 kV HVDC system that brought hydroelectric power from the Nelson River generating stations to

customers in southern Manitoba. Ontario and British Columbia also have extensive EHV systems in the 500-kV class. All of these systems are shown in Figure 8.1.

Such advances in Canadian transmission techniques have not only provided for long distance bulk transmission but also for extensive interconnections between neighbouring provinces (33 interties) and between Canada and the United States (over 100 interties). Figure 8.2 indicates the major provincial and international interconnections.

Table 8.3. Major interconnections between Canada and the United States*

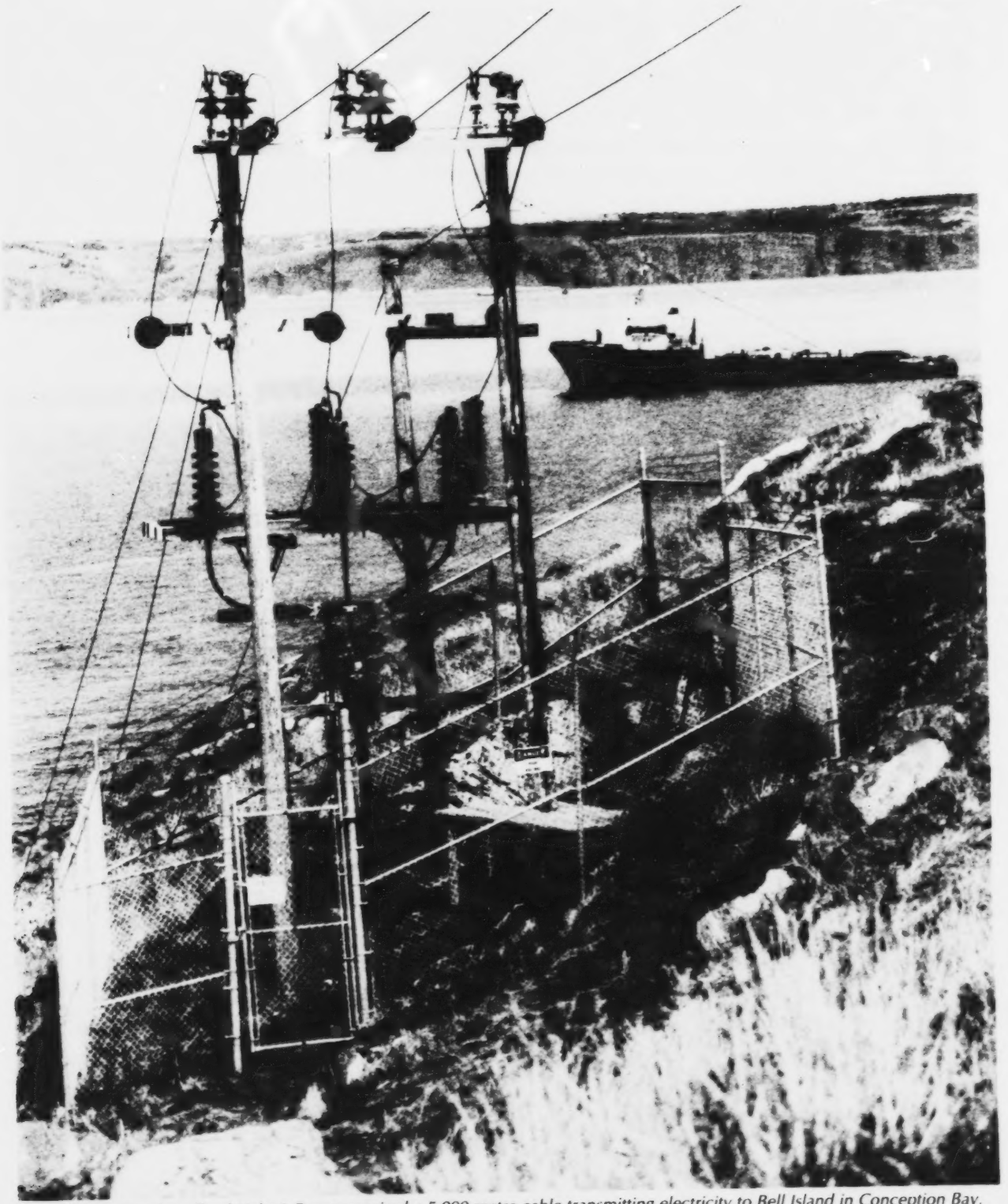
Province	State	Voltage	Design Capability***
		(kV)	(MW)
New Brunswick	*Maine*	1 x 345	600
		1 x 138	60
		6 x 69	330
Quebec	*New York*	1 x 765	1 400
	New York	2 x 120	200
	Vermont	2 x 120	200
	New Hampshire	±450(DC)	690
*Ontario***	*New York*	230	470
		230	400
		2 x 230	600
		2 x 345	2 300
		2 x 69	132
		2 x 115	200
	Michigan	230	535
		230	515
		345	710
		345	760
	Minnesota	120	35
Manitoba	*North Dakota*	230	150
	Minnesota	230	175
	Minnesota	500	1 000
Saskatchewan	*North Dakota*	230	150
British Columbia	*Washington*	230	350
		230	300
		2 x 500	1 400

* *35 MW capacity or over.*

** *The transfer capability of several lines may not be equal to the mathematical sum of the individual transfer capabilities of the same lines.*

*** *Actual transfer capability in practice will be different from design capability.*

Source: Energy, Mines and Resources Canada.



In June 1986 Newfoundland Light & Power repaired a 5 000-metre cable transmitting electricity to Bell Island in Conception Bay. An offshore supply vessel, the ***Offshore Trader****, served as the "repair shop" for the six-day repair effort. In the foreground is a terminus for the cable; Bell Island is in the background.*

Figure 8.1. Major long distance transmission systems

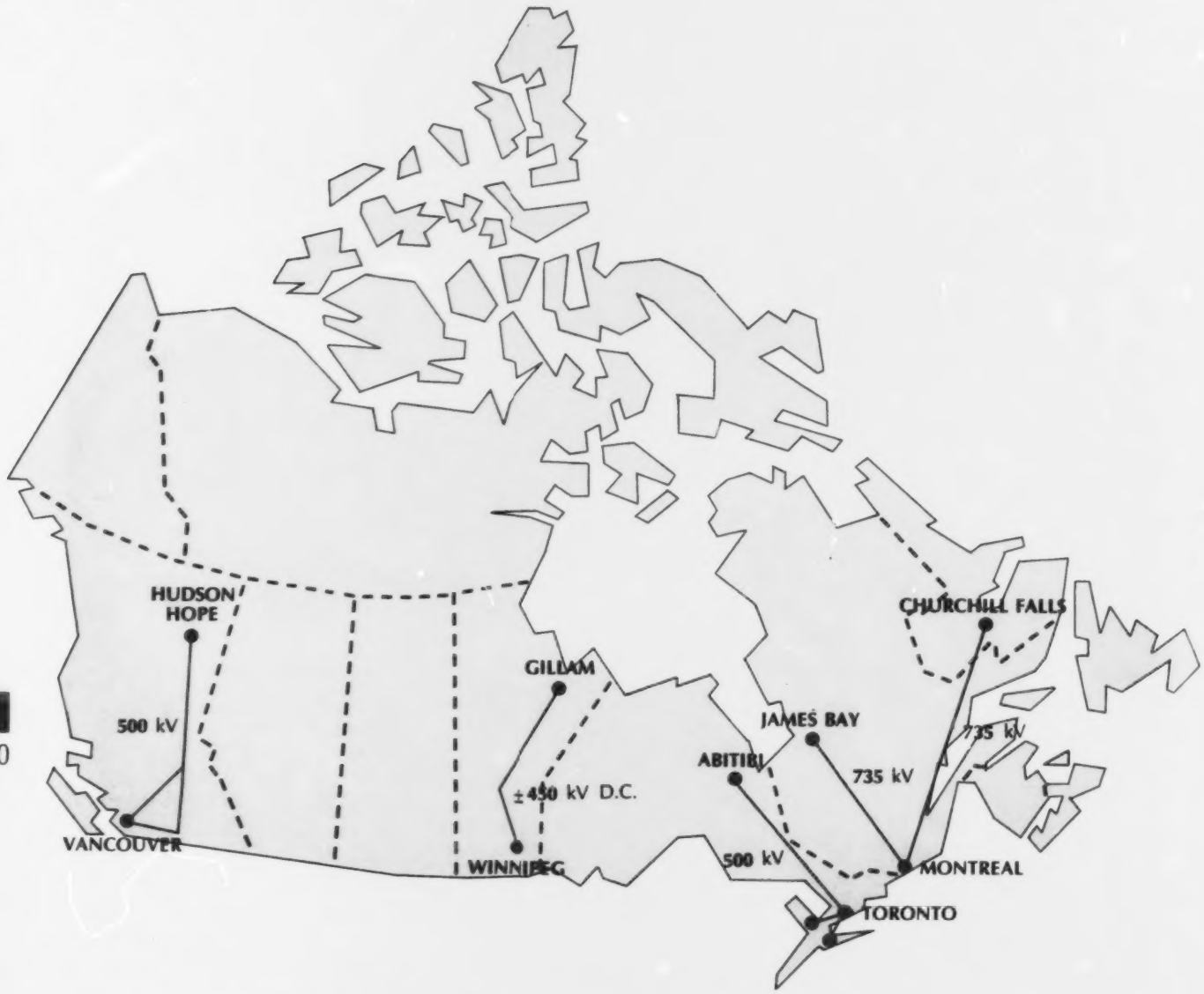
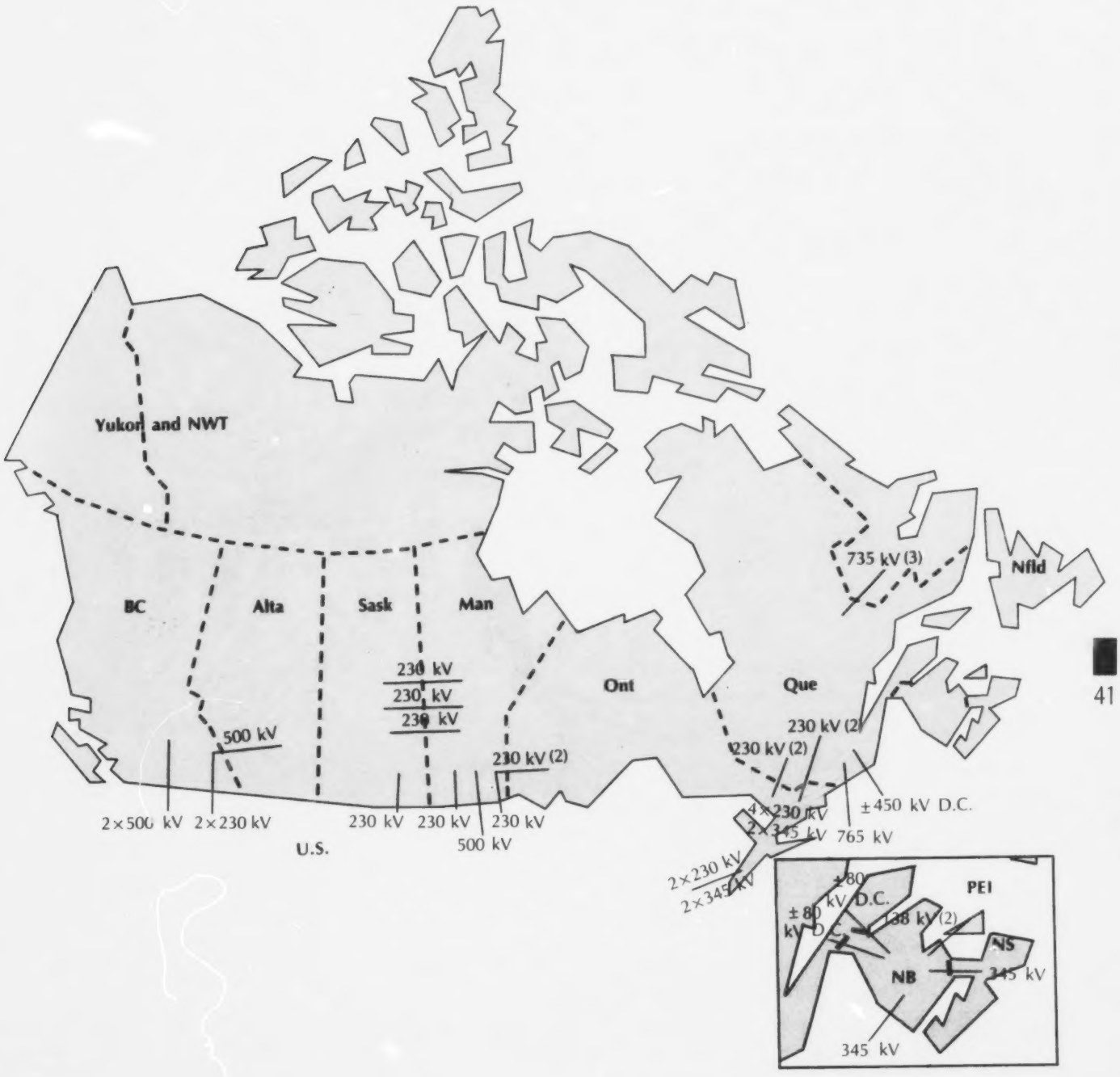


Figure 8.2. Major provincial and international interconnections



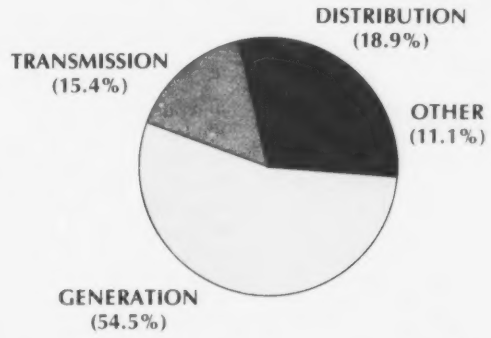
A Hydro-Québec employee conducts tests on a transmission line following a heavy snowfall on Îles-de-la-Madeleine.

Electric Utility Investment and Financing

Capital Investment

Electric utility investment in new facilities was $6.1 billion in 1986, slightly greater than the $5.9 billion spent in 1985. Table 9.1 illustrates the capital-intensive nature of electricity and its importance in the Canadian economy. Electric utility investment in Canada, as a share of total capital spending and GDP, has declined since 1983, primarily because of the overcapacity that emerged at that time. However, the investment share of the industry in the energy sector increased in 1986, for the first time since 1983. Electric utility capital investment accounted for 43 per cent of total investment in the energy sector, as compared with 35 per cent in 1985.

Figure 9.1. Capital investment by function, 1986



Total Investment: $6.1 Billion

Table 9.1. Electric utility capital investment, 1977-1986

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Investment in electric power ($ billions)	4.9	5.9	6.4	6.1	7.3	8.4	7.8	6.3	5.9	6.1
*Energy share(%)**	56	58	53	42	40	39	42	37	35	43
*Economy share(%)**	10	11	10	8	8	10	9	7	6	6
*GDP share(%)**	2.2	2.4	2.3	2.0	2.1	2.2	1.9	1.4	1.2	1.2

* *The figures indicate electric utility capital investment as a percentage of total energy investment, investment in the economy as a whole, and GDP.*

Source: Statistics Canada publications 61-205 and 11-003E.

Table 9.2. Capital investment by function, 1977-1986

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
	(millions of dollars)									
Generation	3 085	3 499	3 892	3 580	4 552	5 026	4 882	3 530	3 030	3 340
Transmission	907	1 290	1 266	1 114	1 387	1 436	1 270	1 158	861	946
Distribution	519	499	570	703	646	937	766	834	1 038	1 158
Other	373	648	636	712	734	1 009	852	818	974	680
Total	4 884	5 936	6 364	6 109	7 319	8 408	7 770	6 340	5 903	6 124

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Of the $6.1 billion capital investment in 1986, it is estimated that about 55 per cent of the total was for generation, 19 per cent for distribution, and 15 per cent for transmission. Figure 9.1 shows electric utility capital investment by function in 1986. Table 9.2 summarizes capital investment by function for the period 1977-86. During the past 10 years, the generation component constituted approximately 59 per cent of the total capital investment.

Table 9.3 reports the capital investment of 14 major electric utilities in 1985 and 1986. With the exception of Hydro-Québec, Saskatchewan Power, TransAlta Utilities, and BC Hydro, all major utilities increased their capital investment in 1986. Ontario Hydro accounted for about 43 per cent of total utility capital investment in 1986, most of which was related to the ongoing construction of the Darlington nuclear station.

Financing

Electric utilities in Canada normally borrow a proportion of their capital requirements from the United States, Western Europe, and Japan. Table 9.4 shows that the outstanding long-term debt of major utilities in Canada was $62 billion as of December 31, 1985. It is estimated that about $32 billion (52 per cent) was borrowed from international markets and $30 billion (48 per cent) from the domestic market. Of the total $32 billion borrowed internationally, it is estimated that about $29 billion (91 per cent) came from the United States.

Among the 14 major electric utilities, Newfoundland and Labrador Hydro, NB Power, Hydro-Québec, Ontario Hydro, Manitoba Hydro, and BC Hydro are heavily dependent on foreign sources to finance their power projects. All six utilities are provincially owned.

Table 9.5 indicates that in 1985

Table 9.3. Capital investment by major electric utility

	1985	1986	Year-over-year change
	(millions of current dollars)		(per cent)
Newfoundland and Labrador Hydro	26	28	7.7
Newfoundland Light & Power	33	33	0.0
Maritime Electric Co. Ltd.	5	10	200.0
Nova Scotia Power	87	124	42.5
NB Power	78	80	2.6
Hydro-Québec	1 615	1 537	-4.8
Ontario Hydro	2 617	2 641	0.9
Manitoba Hydro	185	248	34.1
Saskatchewan Power	251	162	-35.5
Alberta Power	140	157	12.1
Edmonton Power	97	175	80.4
TransAlta Utilities	254	229	-9.8
BC Hydro	194	148	-23.7
Northern Canada Power Commission	4	12	300.0
Canada	5 586	5 584	-0.1

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Table 9.4. Major electric utility long-term debt and sources of financing, 1985

	Long-Term Debt ($ millions)	Sources of Long-Term Debt Financing Domestic (%)	Foreign (%)
Newfoundland and Labrador Hydro	1 411	42	58
Newfoundland Light & Power	121	92	8
Maritime Electric Co. Ltd.	27	100	0
Nova Scotia Power	1 172	71	29
NB Power	2 163	38	62
Hydro-Québec	20 123	42	58
Ontario Hydro	22 518	53	47
Manitoba Hydro	2 524	30	70
Saskatchewan Power	1 778	59	41
Alberta Power	343	100	0
Edmonton Power	577	100	0
TransAlta Utilities	1 094	94	6
BC Hydro	8 209	38	62
Northern Canada Power Commission	235	100	0
Canada	62 295	48	52

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

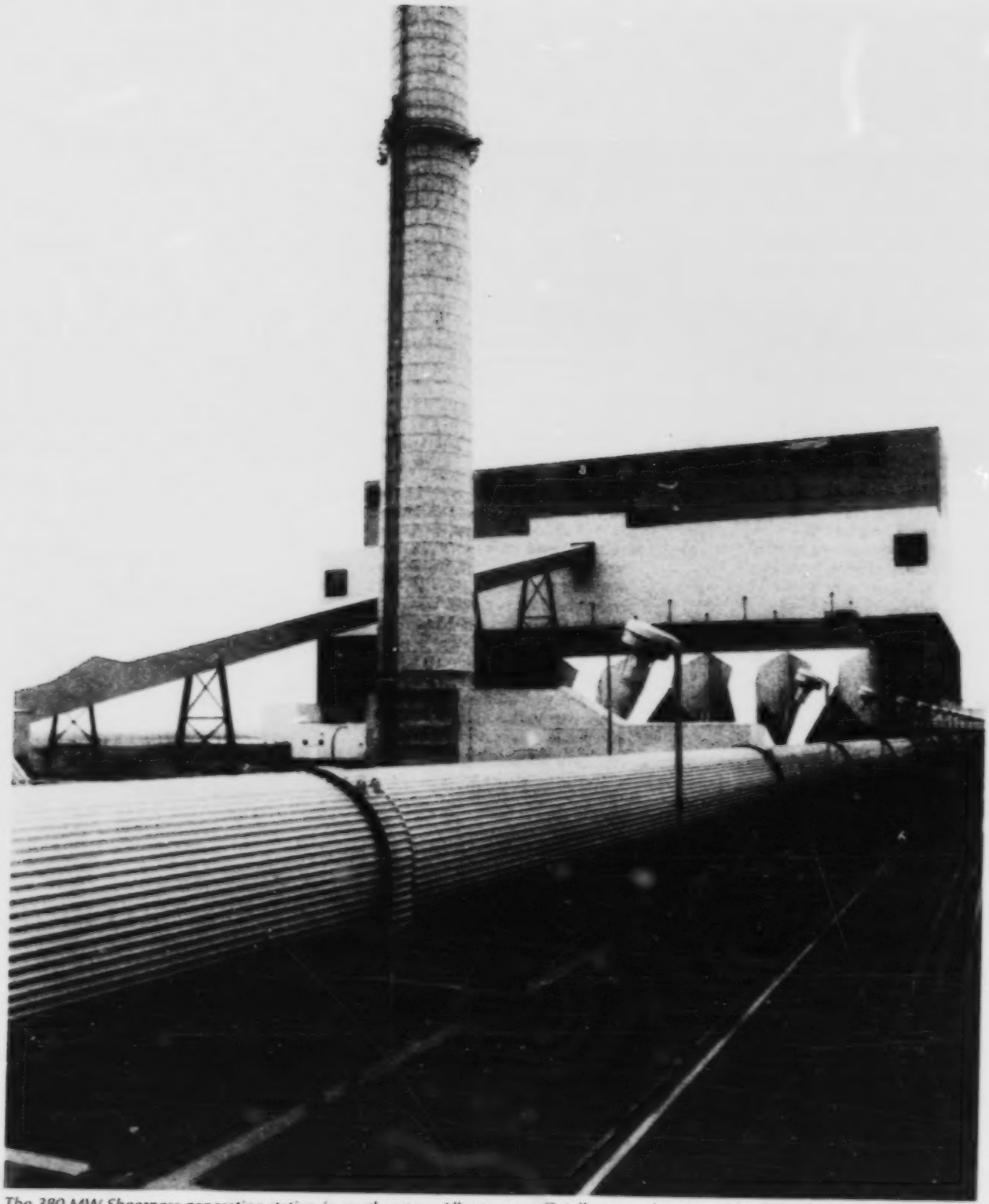
Canadian publicly owned electric utilities had debt ratios ranging from 65 per cent for Winnipeg Hydro to about 97 per cent for Saskatchewan Power. The debt ratios for investor-owned utilities ranged from 29 per cent to 47 per cent.

High debt ratios, similar to those of Canadian publicly owned utilities, were also common among government-owned utilities in the United States. As Table 9.5 indicates, the Power Authority of the State of New York, the Tennessee Valley Authority, and the Bonneville Power Administration had debt ratios of 71 per cent, 83 per cent, and 100 per cent, respectively. The selected American investor-owned utilities had debt ratios ranging from 36 per cent to 53 per cent.

Table 9.5. Comparison of Canadian and U.S. electric utility debt ratios

	1984	1985
CANADA		
Publicly owned utilities		
Newfoundland and Labrador Hydro	91	90
Nova Scotia Power	94	95
NB Power	89	88
Hydro-Québec	76	77
Ontario Hydro	83	83
Manitoba Hydro	97	96
Winnipeg Hydro	64	65
Saskatchewan Power	95	97
Edmonton Power	84	79
BC Hydro	86	86
Investor-owned utilities		
Newfoundland Light & Power	47	47
Maritime Electric	38	37
TransAlta Utilities Corporation	33	33
Alberta Power	31	29
UNITED STATES		
Publicly owned utilities		
Tennessee Valley Authority	84	83
Bonneville Power Administration	100	100
Power Authority of the State of New York	69	71
Investor-owned utilities		
Boston Edison Company	50	51
Northeast Utilities	52	53
Consolidated Edison Company of New York	34	36
Niagara Mohawk Power Corporation	46	46
American Electric Power Company	54	53
Northern States Power Company	46	46
Washington Water Power Company	48	44
Pacific Gas and Electric Company	46	48

Source: Energy, Mines and Resources Canada.



The 380-MW Sheerness generating station in southeastern Alberta was officially opened on June 20, 1986. The coal-fired station is jointly owned by the province's two investor-owned utilities, Alberta Power Ltd. and TransAlta Utilities Corporation. Electrostatic precipitators, shown above at the back of the plant, remove 99 percent of the flyash that is produced as the coal burns.

Electricity Supply Costs

The unit cost of supplying additional electricity increased rapidly during the period 1974-82. However, cost increases have moderated significantly since then. Adjusted for inflation, recent increases in the cost of electricity have been small, and this is expected to be the case for the next several years.

In the 1974-82 period, there were two basic reasons for the rapid increases in the cost of electricity: the high rate of inflation, with an average increase of 10 per cent annually; and the increased cost of fossil fuels, with an average annual increase of 18 per cent. High levels of inflation affect the electric utility industry by increasing the cost of constructing additional facilities and by increasing the cost of borrowed funds.

The average interest rate on new long-term utility debt for the period 1967-86 is shown in Table 10.1. Interest rates started to rise in 1974, which coincided with the first oil crisis, and reached a peak in 1981, after which they dropped substantially. In 1986, interest rates averaged 10.5 per cent.

The indices of electric utility construction costs, presented in Table 10.1, show that increases in both hydro and steam construction costs be ween 1969 and 1976 exceeded increases in the CPI. However, since 1977 increases in the CPI have consistently exceeded increases in hydro and steam construction costs, with some minor exceptions for steam in 1979-80 and 1986, and hydro in 1981. The average increase in construction costs during the period 1967-86 was 7.4 per cent for hydro projects and 7.8 per cent for thermal stations, compared to 7.3 per cent for the CPI. In general, electricity construction costs tend to parallel the CPI.

Increases in fossil-fuel costs since 1969 are summarized in Table 10.2. Fuel costs for electricity generation were generally stable until the oil crisis of 1973, after which they began to rise. For Canada as a whole, the fuel cost per kW.h of electricity generated from fossil fuels increased more than four times between 1973 and 1985, from 3.1 mills to 13.5 mills. The increase in the cost of fuel from oil generation was much more dramatic, growing from 7.1 mills to 68.02 mills per kW.h during the same period, an average annual increase of 21 per cent. The cost of oil-fired generation declined substantially in 1986, because of the collapse of world oil prices.

The unit cost of coal used to generate electricity varies between regions of the country and depends on the type of coal used, its source, and the percentage of total energy supply derived from fossil-fuel plants. The unit fuel cost of electricity generated from western coal increased from 1.4 mills per kW.h in 1973 to 6.6 mills per kW.h in 1985. In the same period, the fuel cost of eastern coal-fired generation increased from 4.7 mills to 26.1 mills. Western coal used for electricity generation is produced domestically, while a large proportion of eastern coal is imported.

The unit fuel cost of electricity generated from natural gas increased substantially between 1973 and 1985, from 3.7 mills per kW.h to 31.8 mills per kW.h, an average increase of about 20 per cent. Over the last 10 years, nuclear-generated electricity has

Table 10.1. Inflation, interest rates, and construction costs, 1967-1986

	Average Interest Rate	Increase in Construction Cost		CPI
		Hydro	Steam	
	(per cent)			
1967	6.7	3.6	1.1	3.5
1968	7.8	4.2	2.8	4.7
1969	8.6	5.7	6.8	4.5
1970	9.3	6.6	7.4	3.3
1971	8.5	4.6	6.0	2.9
1972	8.4	6.3	6.1	4.8
1973	8.6	9.2	9.2	7.6
1974	10.2	18.8	20.5	10.9
1975	10.7	14.3	13.4	10.8
1976	10.4	8.9	10.0	7.5
1977	9.6	5.9	7.9	8.0
1978	10.0	7.7	8.7	9.0
1979	10.9	8.7	11.0	9.2
1980	13.3	10.0	11.6	10.2
1981	16.3	13.7	11.9	12.5
1982	15.9	7.2	6.8	10.8
1983	12.8	4.6	4.1	5.8
1984	12.5	3.2	2.8	4.4
1985	11.7	1.7	3.8	4.0
1986	10.5	2.8	4.8	4.1

Source: Interest rates - McLeod Young Weir Ltd.
Construction costs and CPI - Statistics Canada publications 62-007 and 62-001.

had the lowest unit fuel cost in Canada. In 1985, it cost 4.7 mills per kW.h, compared with 68.0 mills for petroleum, 31.8 mills for natural gas, and 6.6 mills for western coal.

Pricing

The average revenue from electricity sales for each province is provided in Table 10.3. Income statements for the major utilities are summarized in Table 10.4. Because electricity rates are regulated to cover costs, the average revenue per unit of electricity began to increase significantly in 1975, with the escalation in the cost of electricity generation. The average annual growth in unit revenue for Canada as a whole was 10.9 per cent during the period 1976-85. The national inflation rate, as measured by the CPI, was 8.2 per cent over the same period.

Electricity costs differ across the country primarily because of differences in generation mix and the size and geographic distribution of the population being served. Table 10.5 gives monthly electricity costs for selected Canadian cities. Winnipeg had the lowest electricity costs in Canada in all three sectors, while Charlottetown had the highest. Table 10.6 details the average annual rate increases for customers in each province since 1977. In 1986, there were three electric utilities with negative rate changes. In the case of Newfoundland and Labrador Hydro, the rate decline of 1.7 per cent was due to fuel adjustment charges. Effective July 1, 1986, a

Table 10.2. Cost of fuel for electricity generation, 1969-1985

	Eastern Coal	Western Coal	Petroleum	Natural Gas	Uranium	Total Fuels
			(mills/kW.h)			
1969	3.46	1.11	4.97	2.54	-	3.24
1970	3.60	1.38	5.68	2.47	-	3.25
1971	4.20	1.28	5.98	3.15	-	3.46
1972	4.32	1.34	6.41	3.93	-	3.42
1973	4.65	1.43	7.06	3.74	-	3.13
1974	5.38	1.54	11.36	5.18	-	4.10
1975	8.64	2.07	12.87	7.17	-	6.16
1976	11.43	2.97	15.38	11.74	1.14	8.11
1977	11.89	3.20	19.01	15.21	1.34	8.40
1978	13.12	2.88	21.22	16.19	1.61	8.82
1979	16.50	3.11	23.93	15.22	1.65	9.62
1980	18.22	3.75	26.22	15.47	2.65	10.69
1981	20.48	4.83	40.77	23.22	2.68	12.22
1982	22.61	5.76	44.88	30.16	2.87	14.04
1983	23.71	5.96	57.27	31.17	3.25	13.20
1984	24.85	5.94	65.11	34.15	3.84	13.64
1985	26.07	6.59	68.02	31.81	4.74	13.54

Source: Calculated from Electric Power Statistics, *Statistics Canada, catalogue 57-202, various issues.*

Table 10.3. Average revenue from electricity sales by province, 1976-1985

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
					(current cents/kW.h)					
Nfld.	1.4	1.7	2.0	2.2	2.3	2.8	3.6	3.7	3.9	4.7
P.E.I.	5.1	5.9	6.4	7.2	8.1	10.0	12.0	12.4	12.8	12.9
N.S.	2.8	3.9	4.4	4.6	4.5	4.9	5.9	6.9	7.5	7.3
N.B.	2.0	2.4	3.2	3.7	4.1	4.8	5.1	5.3	5.5	5.8
Que.	1.4	1.5	1.7	2.0	2.2	2.6	3.1	3.3	3.4	3.5
Ont.	1.8	2.3	2.4	2.6	2.9	3.2	3.6	3.9	4.2	4.5
Man.	1.7	1.9	2.3	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0	3.4	3.6
Sask.	2.1	2.4	2.7	2.7	2.9	3.6	4.0	4.2	4.5	4.8
Alta.	2.4	2.7	3.1	3.2	3.4	4.1	4.9	5.2	5.4	5.4
B.C.	1.8	2.1	2.2	2.4	2.6	3.0	3.8	3.8	4.1	4.4
Yukon	3.5	4.1	4.4	4.9	5.3	6.7	8.3	8.3	8.6	9.0
N.W.T.	5.2	6.9	7.7	9.0	10.0	11.5	14.8	17.9	16.7	16.3
Canada	1.7	2.0	2.3	2.5	2.8	3.1	3.7	3.9	4.1	4.3

Source: Statistics Canada publication 57-202.

Table 10.4. Major electric utilities' statements of income, 1985

	Total Revenue	O & M	Fuel Costs	Power Purchased	Depre-ciation	Taxes	Interest	Exchange Losses	Other Costs	Net Income
	(millions of current dollars)									
Newfoundland and Labrador Hydro	331	50	95	1	23	-	121	-	-	41
Newfoundland Light & Power	244	36	-	143	15	14	15	-	-	21
Maritime Electric Co. Ltd.	64	14	-	33	3	5	4	-	-	5
Nova Scotia Power	492	64	193	16	47	5	142	-	37	(12)
NB Power	894	91	156	193	76	-	266	-	86	26
Hydro-Québec	4 492	1 163	-	122	419	246	2 075	258	-	209
Ontario Hydro	4 625	966	968	163	655	87	1 325	176	(75)	360
Manitoba Hydro	553	192	-	9	75	-	244	81	(78)	30
Winnipeg Hydro	80	23	-	30	3	1	6	-	1	16
Saskatchewan Power	837	228	333	-	78	-	197	-	-	1
Alberta Power	324	22	128	-	31	46	36	-	-	61
Edmonton Power	263	37	-	115	17	20	20	1	(10)	63
TransAlta Utilities	836	165	-	15	116	207	137	-	15	181
BC Hydro	2 094	293	316	12	213	321	872	51	4	12
Northern Canada Power Commission	89	54	-	-	11	-	22	-	7	(5)
Canada	16 218	3 398	2 189	852	1 782	952	5 482	567	(13)	1 009

Source: Obtained from electric utilities' annual reports, 1985.

cost-of-commodity clause ceased to be a part of Maritime Electric's schedule of rates, resulting in the 3.75 per cent decrease shown in Table 10.6. The reduction in Alberta Power's rates was the result of the Alberta Electric Energy Marketing Agency rebate, the provincial income tax rebate, and rate restructuring.

Figure 10.1 illustrates the movement of the electricity, oil, and natural gas components of the CPI, as well as the CPI itself. It indicates that the electricity price component increased more slowly than or equal to the rate of increase of the CPI for the period 1971-76. Since 1977, the electricity price index has been consistently greater than the CPI; however, the increase has been more gradual than for the oil and gas price indices.

Table 10.5. Monthly electricity costs for selected Canadian cities, January 1986

Sector Billing Demand (kW) Consumption (kW.h)	Residential - 1000	Commercial 100 25 000	Industrial 1000 400 000
	($)		
St. John's	70.01	1 769.98	22 101.29
Charlottetown	117.88	3 365.81	48 385.70
Halifax	65.72	2 047.21	21 134.61
Moncton	64.50	2 006.30	20 450.00
Montreal	40.04	1 367.80	15 166.00
Ottawa	46.89	1 223.78	17 393.78
Toronto	52.89	1 262.53	19 730.00
Winnipeg	38.35	1 013.60	11 505.19
Regina	47.26	1 497.20	19 009.70
Calgary	51.23	1 469.26	16 963.00
Edmonton	51.50	1 563.60	19 980.84
Vancouver	52.38	1 308.05	15 766.15
Whitehorse	69.30	2 205.00	-
Yellowknife	90.79	2 669.00	-

Source: Statistics Canada publication 57-203.

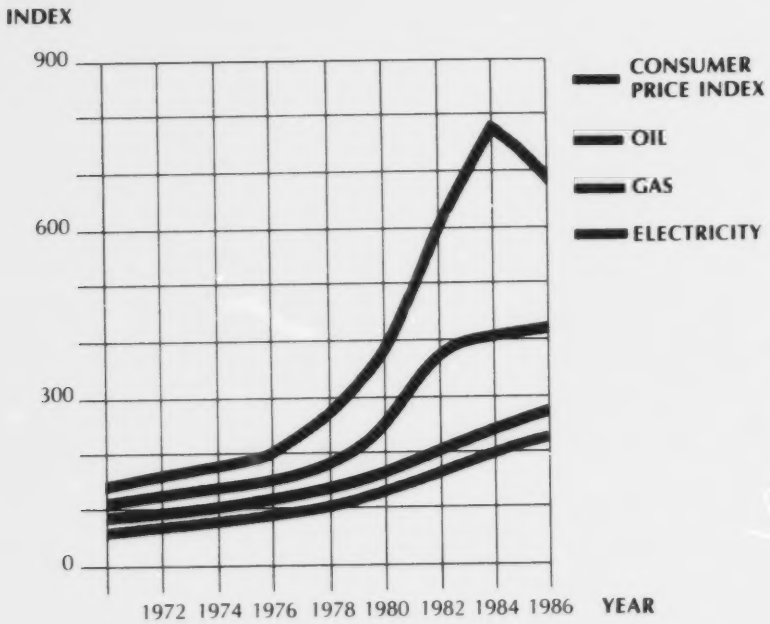
Table 10.6. Average annual rate increases, 1977-1986

	Rate Changes (%): Average of all Customer Classes									
	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Newfoundland and Labrador Hydro	8.4	25.0	-	19.0	15.8	-	18.2	-	-	-1.7
Newfoundland Light & Power	9.8	21.2	12.4	11.8	14.6	-	12.0	-	-	8.66
Maritime Electric Co. Ltd.	17.0	13.0	-	13.1	21.4	-**	-**	-**	3.7	-3.75
Nova Scotia Power	43.0	14.0	12.5	-(b)	-	-	36.6	-	-	-
NB Power	16.6	9.9	7.9	7.8	9.8	-	8.8	6.2	4.6	-
Hydro-Québec	9.9	18.7	13.7	13.3	10.6	16.3	7.3	4.0	4.0	5.4
Ontario Hydro	25.6	5.7	7.7	7.3	10.0	10.0	8.2	7.5	8.6	4.0
Manitoba Hydro	15.0	14.9	14.4	-(a)	-	-	9.5	7.9	5.0	2.8
Saskatchewan Power	17.0	3.3	8.3	7.9	16.1	-	12.6	9.2	-	7.5
Edmonton Power	6.0	8.1	-	26.0	12.0	13.2	8.0	5.0	6.7	-
TransAlta Utilities	14.7	15.6	7.5	-	13.0	4.0	15.0	-	1.7	6.1
Alberta Power	20.2	-	-	12.3	28.9	-11.6*	2	-	-4.3	-8.6
BC Hydro	12.1	13.4	5.5	7.6	2.6	20.0*	6.0	6.5	3.8	1.84

(a) The provincial government froze rates from 1979 until 1983.
(b) The provincial government froze rates in 1980.
* *Based on residential category. (Alberta Power's reduction in rates is a result of the Alberta Electric Energy Marketing Agency rebate.)*
** *Does not reflect monthly changes to the cost of commodity and fuel adjustment charges.*

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Figure 10.1. Price Indices, 1971-1986



Ontario Hydro employees lower a turbine diaphragm into position during the construction of Unit 7 of the Bruce B Nuclear generating station.

APPENDIX

Table A1.	Installed capacity and electrical energy consumption in Canada, 1920-1986	54
Table A2.	Installed and proposed generating capacity, 1986	55
Table A3.	Conventional thermal capacity by principal fuel type. Preliminary figures as of December 31, 1986	55
Table A4.	Electrical energy production by principal fuel type	56
Table A5.	Provincial electricity imports and exports	57
Table A6.	Electricity exports by utility, 1986	59
Table A7.	Generation capacity by type	60
Table A8.	Installed generating capacity expansion in Canada by station. Major 1986 additions and 1987 - 2006 projections	63

Table A1. Installed capacity and electrical energy consumption in Canada, 1920-1986

Year	Installed Capacity					Electrical Energy Consumption	Average Demand	Peak Demand		Reserve Margin	Load Factor
	Thermal										
	Conventional	Nuclear	Sub-Total	Hydro	Total						
	(MW)					(GW.h) (a)	(MW) (b)	(MW) (c)	(MW) (d)	(%)	(%) (e)
1920	300	-	300	1 700	2 000	-	-	-	-	-	-
1930	400	-	400	4 300	4 700	19 468	2 222	-	-	-	-
1940	500	-	500	6 200	6 700	33 062	3 774	-	-	-	-
1950	900	-	900	8 900	9 800	55 037	6 283	-	-	-	-
1955	2 100	-	2 100	12 600	14 700	81 000	9 247	12 536	2 164	17	74
1960	4 392	-	4 392	18 657	23 049	109 302	12 477	17 264	5 785	34	72
1965	7 557	20	7 577	21 771	29 348	144 165	16 457	24 167	5 181	21	68
1970	14 287	240	14 527	28 298	42 826	202 337	23 098	34 592	8 234	24	67
1975	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352	265 955	30 360	46 187	15 165	33	66
1976	23 039	3 466	26 505	39 488	65 993	284 829	32 515	49 537	16 456	33	66
1977	24 699	5 066	29 765	40 810	70 575	299 673	34 209	52 001	18 574	36	66
1978	26 154	5 866	32 020	41 898	73 918	316 435	36 123	54 106	19 812	37	67
1979	27 353	5 866	33 219	44 009	77 228	323 465	36 925	55 699	21 529	39	66
1980	27 853	5 866	33 719	47 919	81 638	340 069	38 821	59 170	22 464	38	66
1981	28 493	5 600	34 093	49 216	83 308	346 333	39 536	59 237	24 071	41	67
1982	28 957	6 547	35 504	50 007	85 511	345 115	39 397	62 417	23 094	37	63
1983	30 447	7 771	38 218	51 274	89 492	359 838	41 077	66 866	22 626	34	61
1984	30 427	9 813	40 240	54 949	95 189	385 516	44 009	67 325	27 864	41	65
1985r	30 885	9 813	40 698	56 048	96 746	406 038	46 351	72 145	24 601	34	64
1986p	30 535	10 984	41 519	56 849	98 368	421 856	48 126	73 470	24 898	34	66

(a) 1920-55: Figures are approximate, computed using actual Statistics Canada data for stations generating energy for sale to which have been added estimates for stations generating entirely for own use. 1920-55: Canadian Energy Prospects (Royal Commission on Canada's Economic Prospects) John Davis, 1957. 1956-81: Statistics Canada Publication, 57-202.

(b) Average Demand = Energy Consumption ÷ 8 760 (hrs/yr).

(c) Statistics Canada Publication 57-204.

(d) Reserve margin = $\frac{\text{(Installed capacity - Peak demand)}}{\text{Peak demand}}$

(e) Load Factor = Average demand ÷ Peak demand.

p Preliminary figures. r Revised figures.

Source: Statistics Canada.
Energy, Mines and Resources Canada.

Table A2. Installed and proposed generating capacity, 1986

	Hydro	Nuclear	Conventional Thermal	Total	% of Canadian Total
			(MW)		
Newfoundland	6 417	0	757	7 174	7.29
Prince Edward Island	0	0	122	122	.12
Nova Scotia	366	0	1 989	2 355	2.39
New Brunswick	903	635	1 896	3 434	3.49
Quebec	25 812	638	1 111	27 561	28.02
Ontario	7 172	9 711	13 523	30 406	30.91
Manitoba	3 641	0	501	4 142	4.21
Saskatchewan	829	0	1 991	2 820	2.87
Alberta	734	0	6 864	7 598	7.72
British Columbia	10 844	0	1 599	12 443	12.65
Yukon	82	0	41	123	.13
Northwest Territories	49	0	141	190	.19
Canada (Totals as of December 31, 1986)	56 849	10 984	30 535	98 368	100.00
Percentage of total	57.79	11.17	31.04	100.00	
Net additions during 1986	969	1 346	430	2 745	
Planned additions 1987	0	830	104	934	

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Table A3. Conventional thermal capacity by principal fuel type. Preliminary figures as of December 31, 1986 (MW)

	Steam					Gas Turbine			Internal Combustion			All Conventional Thermal				
	Coal	Oil	Gas	Other*	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total	Coal	Oil	Gas	Other*	Total
Nfld.	0	505	0	0	505	170	0	170	82	0	82	0	757	0	0	757
P.E.I.	0	70	0	0	70	41	0	41	11	0	11	0	122	0	0	122
N.S.	954	829	0	0	1 783	205	0	205	1	0	1	954	1 035	0	0	1 989
N.B.	285	1 561	0	22	1 868	23	0	23	5	0	5	285	1 589	0	22	1 896
Que.	0	628	0	10	638	363	0	363	110	0	110	0	1 101	0	10	1 111
Ont.	9 145	2 295	1 365	90	12 895	437	181	618	4	6	10	9 145	2 736	1 552	90	13 523
Man.	419	0	4	23	446	24	0	24	31	0	31	419	55	4	23	501
Sask.	1 680	0	106	36	1 822	0	162	162	7	0	7	1 680	7	268	36	1 991
Alta.	4 859	65	1 264	107	6 295	0	524	524	14	31	45	4 859	79	1 819	107	6 864
B.C.	0	124	1 038	190	1 352	100	54	154	76	17	93	0	300	1 109	190	1 599
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0	41	0	41	0	41	0	0	41
N.W.T.	0	0	0	0	0	0	0	0	141	0	141	0	141	0	0	141
Canada	17 342	6 077	3 777	478	27 674	1 363	921	2 284	523	54	577	17 342	7 963	4 752	478	30 535

* *Mainly wood wastes and black liquor.*
Numbers may not total because of rounding.

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Table A4. Electrical energy production by principal fuel type (GW.h)

	Conventional Thermal*							% of Total	% Generated By	
	Coal	Oil	Gas	Total	Nuclear	Hydro	Total	Generation	Utilities	Industry
Newfoundland	0	1 278	0	1 278	0	39 129	40 407	8.86	98.90	1.10
Prince Edward Island	0	12	0	12	0	0	12	.00	100.00	.00
Nova Scotia	5 748	662	0	6 410	0	1 001	7 411	1.63	95.06	4.94
New Brunswick	1 365	2 454	0	3 819	5 227	3 146	12 192	2.67	93.91	6.09
Quebec	0	140	0	140	3 792	144 328	148 260	32.53	88.28	11.72
Ontario	25 950	12	0	25 962	58 213	41 050	125 225	27.47	96.89	3.11
Manitoba	163	37	12	212	0	23 840	24 052	5.28	99.72	.28
Saskatchewan	8 106	7	36	8 149	0	3 764	11 913	2.61	96.88	3.12
Alberta	31 784	18	1 114	32 916	0	1 800	34 716	7.62	91.36	8.64
British Columbia	0	280	1 569	1 849	0	48 923	50 772	11.14	78.12	21.88
Yukon	0	22	0	22	0	315	337	.07	100.00	.00
N.W.T.	0	188	0	188	0	347	535	.12	95.14	4.86
Canada	73 116	5 110	2 731	80 957	67 232	307 643	455 832	100.00	94.52	5.48

** The conventional thermal breakdown is estimated.*

Source:Statistics Canada.
Energy, Mines and Resources Canada.

Table A5. Provincial electricity imports and exports (GW.h)

Province	Year	Interprovincial Trade			International Trade*			Total Net Exports
		Exports	Imports	Net Exports	Exports	Imports	Net Exports	
Newfoundland	1986	30 695	-	30 695	-	-	-	30 695
	1985	31 837	-	31 837	-	-	-	31 837
	1984	36 043	-	36 043	-	-	-	36 043
	1983	31 234	-	31 234	-	-	-	31 234
Prince Edward Island	1986	-	610	-610	-	-	-	-610
	1985	-	575	-575	-	-	-	-575
	1984	-	539	-539	-	-	-	-539
	1983	-	519	-519	-	-	-	-519
Nova Scotia	1986	71	611	-540	-	-	-	-540
	1985	199	350	-151	-	-	-	-151
	1984	282	301	-19	-	-	-	-19
	1983	121	723	-602	-	-	-	-602
New Brunswick	1986	1 230	7 275	-6 045	7 008	424	6 584	539
	1985	927	6 026	-5 099	6 093	12	6 081	982
	1984	841	4 588	-3 747	5 657	17	5 640	1 893
	1983	1 245	4 112	-2 867	5 265	24	5 241	2 374
Quebec	1986	14 496	30 712	-16 216	12 674	35	12 639	-3 577
	1985	14 491	31 878	-17 387	9 581	3	9 578	-7 809
	1984	11 668	36 105	-24 437	11 250	8	11 242	-13 195
	1983	9 371	31 290	-21 919	10 128	8	10 120	-11 799
Ontario	1986	22	8 027	-8 005	7 957	1 693	6 264	-1 441
	1985	44	9 632	-9 588	10 563	1 701	8 862	-726
	1984	64	8 302	-8 238	11 370	913	10 457	2 219
	1983	59	6 336	-6 277	12 207	369	11 838	5 561
Manitoba	1986	1 946	1 087	859	6 989	12	6 977	7 836
	1985	2 524	1 238	1 286	5 660	45	5 615	6 901
	1984	2 565	1 301	1 264	5 057	43	5 014	6 278
	1983	2 555	1 213	1 342	5 994	19	5 975	7 317

.../2

Table A5. Provincial electricity imports and exports (GW.h) (Continued)

Province	Year	Interprovincial Trade			International Trade*			Total Net Exports
		Exports	Imports	Net Exports	Exports	Imports	Net Exports	
Saskatchewan	1986	1 076	1 210	-134	151	64	87	-47
	1985	1 236	1 556	-320	163	93	70	-250
	1984	1 302	1 625	-323	86	66	20	-303
	1983	1 210	1 601	-391	81	84	-3	-394
Alberta	1986	617	555	62	-	3	-3	59
	1985	243	278	-35	-	2	-2	-37
	1984	262	302	-40	-	2	-2	-42
	1983	198	346	-148	-	2	-2	-150
British Columbia	1986	553	617	-64	4 156	2 727	1 429	1 365
	1985	275	243	32	10 956	837	10 119	10 151
	1984	298	262	36	8 015	1 294	6 721	6 757
	1983	341	196	145	4 633	2 251	2 382	2 527
Yukon	1986	-	-	-	-	-	-	-
	1985	-	-	-	-	-	-	-
	1984	-	-	-	-	-	-	-
	1983	-	-	-	-	-	-	-
Northwest Territories	1986	-	-	-	-	-	-	-
	1985	-	-	-	-	-	-	-
	1984	-	-	-	-	-	-	-
	1983	-	-	-	-	-	-	-
Canada	1986	-	-	-	38 934	4 957	33 977	33 977
	1985	-	-	-	43 016	2 693	40 323	40 323
	1984	-	-	-	41 436	2 343	39 093	39 093
	1983	-	-	-	38 308	2 757	35 551	35 551

* *Includes exchanges.*

Source: Statistics Canada.

Table A6. Electricity exports by utility, 1986

Exporting Utility/ Company	Importing State/Group	Revenue ($000)	Quantity (GW.h)
Fraser Inc.	Maine	16 530	376
Maine & New Brunswick Electrical Power Co. Ltd.	Maine	1 557	119
NB Power	Maine	133 609	4 304
NB Power	Massachusetts	127 175	1 853
Hydro-Québec	Maine	14	N
Hydro-Québec	Vermont	58 848	1 472
Hydro-Québec	NEPOOL	31 783	1 386
Hydro-Québec	New York	287 677	9 781
St. Lawrence Power Co.	New York	7 976	299
Ontario Hydro	Vermont	16 572	329
Ontario Hydro	New York	208 180	4 959
Ontario Hydro	Michigan	21 836	743
Canadian Niagara Power Co.	New York	15 771	427
Boise Cascade Canada Ltd.	Minnesota	9	N
Manitoba Hydro	Minnesota	89 840	5 737
Manitoba Hydro	North Dakota	21 913	1 271
Saskatchewan Power Corp.	North Dakota	1 169	110
Cominco Ltd.	Washington	1 501	166
West Kootenay Power and Light Co.	Washington	1	N
BC Hydro	Washington	7 111	356
BC Hydro	Oregon	22 656	1 181
BC Hydro	California	14 251	399
BC Hydro	Alaska	47	N

N = negligible

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Table A7. Generation capacity by type (MW)

	Steam	Gas Turbine	Internal Combustion	Nuclear	Total Thermal	Hydro	Total
NEWFOUNDLAND							
Total end 1985	504.60	170.39	81.67	-	756.66	6 416.20	7 172.86
Additions 1986	-	-	-	-	-	.51	.51
Total end 1986	504.60	170.39	81.67	-	756.66	6 416.71	7 173.37
PRINCE EDWARD ISLAND							
Total end 1985	70.50	40.85	11.14	-	122.49	-	122.49
Additions 1986	-	-	-	-	-	-	-
Total end 1986	70.50	40.85	11.14	-	122.49	-	122.49
NOVA SCOTIA							
Total end 1985	1 783.09	205.00	0.60	-	1 988.69	366.40	2 355.09
Additions 1986	-	-	-	-	.00	-	.00
Total end 1986	1 783.09	205.00	0.60	-	1 988.69	366.40	2 355.09
Additions proposed							
1991	150.00	-	-	-	150.00	-	150.00
1994	150.00	-	-	-	150.00	-	150.00
1995	300.00	-	-	-	300.00	-	300.00
2000	300.00	-	-	-	300.00	-	300.00
2003	300.00	-	-	-	300.00	-	300.00
2006	300.00	-	-	-	300.00	-	300.00
Total end 2006	3 283.09	205.00	0.60	-	3 488.69	366.40	3 855.09
NEW BRUNSWICK							
Total end 1985	1 868.08	23.38	4.84	635.00	2 531.30	903.03	3 434.33
Additions 1986	-	-	-	-	-	-	-
Total end 1986	1 868.08	23.38	4.84	635.00	2 531.30	903.03	3 434.33
Additions proposed							
1993	335.00	-	-	-	335.00	-	335.00
1998	335.00	-	-	-	335.00	-	335.00
Total end 1998	2 538.08	23.38	4.84	635.00	3 201.30	903.03	4 104.33

.../2

Table A7. Generation capacity by type (MW) (Continued)

	Steam	Gas Turbine	Internal Combustion	Nuclear	Total Thermal	Hydro	Total
QUEBEC							
Total End 1985	637.75	362.88	110.36	638.00	1 748.99	24 928.53	26 677.52
Additions 1986	-	-	-	-	.00	883.50	883.50
Total End 1986	637.75	362.88	110.36	638.00	1 748.99	25 812.03	27 561.02
Additions Proposed							
1989	-	-	-	-	.00	980.00	980.00
1990	-	-	-	-	.00	-	.00
1991	-	-	-	-	.00	-	.00
1992	-	-	-	-	.00	950.00	950.00
1993	-	-	-	-	.00	950.00	950.00
1994	-	-	-	-	.00	-	.00
1995	-	500.00	-	-	500.00	918.00	1 418.00
1996	-	-	-	-	.00	1 033.00	1 033.00
1997	-	-	-	-	.00	1 157.00	1 157.00
1998	-	200.00	-	-	200.00	1 013.00	1 213.00
1999	-	-	-	-	.00	1 187.00	1 187.00
2000	-	-	-	-	.00	1 704.00	1 704.00
2001	-	-	-	-	.00	212.00	212.00
2002	-	300.00	-	-	300.00	321.00	621.00
2003	-	300.00	-	-	300.00	-	300.00
Total End 2003	637.75	1 662.88	110.36	638.00	3 048.99	36 237.03	39 286.02
ONTARIO							
Total end 1985	12 894.80	617.57	9.52	8 182.00	21 703.89	7 171.53	28 875.42
Additions 1986	-	-	-	1 529.00	1 529.00	-	1 529.00
Total end 1986	12 894.80	617.57	9.52	9 711.00	23 232.89	7 171.53	30 404.42
Additions proposed							
1987	-	104.00	-	830.00	934.00	-	934.00
1988	-	-	-	881.00	881.00	-	881.00
1989	-	-	-	881.00	881.00	43.00	924.00
1990	-	-	-	-	.00	-	.00
1991	-	-	-	881.00	881.00	-	881.00
1992	-	-	-	881.00	881.00	-	881.00
Total end 1992	12 894.80	721.57	9.52	14 065.00	27 690.89	7 214.53	34 905.42

.../3

Table A7. Generation capacity by type (MW) (Continued)

	Steam	Gas Turbine	Internal Combustion	Nuclear	Total Thermal	Hydro	Total
MANITOBA							
Total end 1985	445.80	23.80	30.74	-	500.34	3 641.10	4 141.44
Additions 1986	-	-	-	-	.00	-	.00
Total end 1986	445.80	23.80	30.74	-	500.34	3 641.10	4 141.44
Additions proposed							
1990	-	-	-	-	.00	256.00	256.00
1991	-	-	-	-	.00	640.00	640.00
1992	-	-	-	-	.00	384.00	384.00
1997	-	-	-	-	.00	130.00	130.00
1998	-	-	-	-	.00	520.00	520.00
1999	-	-	-	-	.00	650.00	650.00
Total end 1999	445.80	23.80	30.74	-	500.34	6 221.10	6 721.44
SASKATCHEWAN							
Total end 1985	1 921.76	154.92	6.20	-	2 082.88	744.50	2 827.38
Additions 1986	-	50.00	-	-	50.00	85.00	135.00
Total end 1986	1 921.76	204.92	6.20	-	2 132.88	829.50	2 962.38
Additions proposed							
1988	-	100.00	-	-	100.00	-	100.00
1989	-	100.00	-	-	100.00	-	100.00
1991	280.00	-	-	-	280.00	-	280.00
1994	-	-	-	-	.00	85.00	85.00
1995	280.00	-	-	-	280.00	-	280.00
Total end 1995	2 481.76	404.92	6.20	-	2 892.88	914.50	3 807.38

.../4

Table A7. Generation capacity by type (MW) (Continued)

	Steam	Gas Turbine	Internal Combustion	Nuclear	Total Thermal	Hydro	Total
ALBERTA							
Total end 1985	5 915.80	524.10	44.87	-	6 484.77	733.70	7 218.47
Additions 1986	380.00	-	-	-	380.00	-	380.00
Total end 1986	6 295.80	524.10	44.87	-	6 864.77	733.70	7 598.47
Additions proposed							
1989	400.00	-	-	-	400.00	-	400.00
1990	380.00	-	-	-	380.00	-	380.00
1991	400.00	-	-	-	400.00	-	400.00
1994	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
1995	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
1996	-	200.00	-	-	200.00	-	200.00
1997	-	200.00	-	-	200.00	-	200.00
1998	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
1999	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
2000	375.00	100.00	-	-	475.00	-	475.00
2001	360.00	200.00	-	-	560.00	-	560.00
2002	-	200.00	-	-	200.00	-	200.00
2003	750.00	300.00	-	-	1 050.00	-	1 050.00
2004	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
2005	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
Total end 2005	11 210.80	1 724.10	44.87	-	12 979.77	733.70	13 713.47
BRITISH COLUMBIA							
Total end 1985	1 351.67	153.70	93.52	-	1 598.89	10 843.67	12 442.56
Additions 1986	-	-	-	-	.00	-	.00
Total end 1986	1 351.67	153.70	93.52	-	1 598.89	10 843.67	12 442.56
Additions proposed							
1997	-	-	-	-	.00	160.00	160.00
1998	-	-	-	-	.00	80.00	80.00
2000	-	-	-	-	.00	300.00	300.00
2001	-	-	-	-	.00	600.00	600.00
2002	-	-	-	-	.00	110.00	110.00
2003	-	-	-	-	.00	110.00	110.00
2004	-	-	-	-	.00	55.00	55.00
Total end 2004	1 351.67	153.70	93.52	-	1 598.89	12 258.67	13 857.56
YUKON and N.W.T.							
Total end 1985	-	-	181.84	-	181.84	130.70	312.54
Additions 1986	-	-	-	-	.00	-	.00
Total end 1986	-	-	181.84	-	181.84	130.70	312.54
Additions proposed							
1988	-	-	1.90	-	1.90	-	1.90
1991	-	-	.54	-	.54	-	.54
1993	-	-	2.50	-	2.50	-	2.50
Total end 1993	-	-	186.78	-	186.78	130.70	317.48

.../5

Table A7. Generation capacity by type (MW) (Continued)

	Steam	Gas Turbine	Internal Combustion	Nuclear	Total Thermal	Hydro	Total
CANADA							
Total End 1985	27 393.85	2 276.59	575.30	9 455.00	39 700.74	55 879.36	95 580.10
Additions 1986	380.00	50.00	.00	1 529.00	† 959.00	969.01	2 928.01
Total End 1986	27 773.85	2 326.59	575.30	10 984.00	41 659.74	56 848.37	98 508.11
Additions Proposed							
1987	.00	104.00	.00	830.00	934.00	.00	934.00
1988	.00	100.00	1.90	881.00	982.90	.00	982.90
1989	400.00	100.00	.00	881.00	1 381.00	1 023.00	2 404.00
1990	380.00	.00	.00	.00	380.00	256.00	636.00
1991	830.00	.00	.54	881.00	1 711.54	640.00	2 351.54
1992	.00	.00	.00	881.00	881.00	1 334.00	2 215.00
1993	335.00	.00	2.50	.00	337.50	950.00	1 287.50
1994	525.00	.00	.00	.00	525.00	85.00	610.00
1995	955.00	500.00	.00	.00	1 455.00	918.00	2 373.00
1996	.00	200.00	.00	.00	200.00	1 033.00	1 233.00
1997	.00	200.00	.00	.00	200.00	1 447.00	1 647.00
1998	710.00	200.00	.00	.00	910.00	1 613.00	2 523.00
1999	375.00	.00	.00	.00	375.00	1 837.00	2 212.00
2000	675.00	100.00	.00	.00	775.00	2 004.00	2 779.00
2001	360.00	200.00	.00	.00	560.00	812.00	1 372.00
2002	.00	500.00	.00	.00	500.00	431.00	931.00
2003	1 050.00	600.00	.00	.00	1 650.00	110.00	1 760.00
2004	375.00	.00	.00	.00	375.00	55.00	430.00
2005	375.00	.00	.00	.00	375.00	.00	375.00
2006	300.00	.00	.00	.00	300.00	.00	300.00
Total End 2006	35 418.85	5 130.59	580.24	15 338.00	56 467.68	71 396.37	127 864.05

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Table A8. Installed generating capacity expansion in Canada by station. Major 1986 additions and 1987 - 2006 projections

Province and Station	Type*	Additions in 1986	Scheduled Completion Date	Additions Proposed	Status*	Proposed Plant Capacity
		(MW)		(MW)		(MW)
NOVA SCOTIA						
New Thermal	S(c)		1994	150	P	
			1995	300	P	
			2000	300	P	
			2003	300	P	
			2006	300	P	1 350.00
Trenton	S(c)		1991	150	P	360.00
NEW BRUNSWICK						
New Steam	S(c)		1993	335	P	
			1998	335	P	670.00
QUEBEC						
LG-4		3 × 294.5			I**	2 650.50
Manic 5A	H		1989	4 × 245	P	2 272.00
LG-2A	H		1992	2 × 317	P	
			1992	316	P	
			1993	316	P	
			1993	2 × 317	P	7 228.00
LG-1	H		1995	6 × 108	P	
			1996	6 × 108	P	1 296.00
LA-1 (Laforge)	H		1997	3 × 130	P	
			1997	3 × 131	P	783.00
Brisay	H		1996	193	P	
			1996	192	P	385.00
Sainte-Marguerite	H		1998	2 × 411	P	822.00
Grande-Baleine	H		1999	395	P	
			1999	2 × 396	P	
			2000	304	P	
			2000	2 × 700	P	2 891.00
Ashupmushuan	H		2001	2 × 106	P	
			2002	3 × 107	P	533.00
Peak Hydro	H		1995	270	P	
			1997	374	P	
			1998	191	P	835.00
Peak Gas	GT(O)		1995	500	P	
			1998	200	P	
			2002	300	P	
			2003	300	P	1 300.00

. . ./2

Table A8. Installed generating capacity expansion in Canada by station. Major 1986 additions and 1987 - 2006 projections (Continued)

Province and Station	Type*	Additions in 1986	Scheduled Completion Date	Additions Proposed	Status*	Proposed Plant Capacity
		(MW)		(MW)		(MW)
ONTARIO						
Bruce B	N	830			I	
			1987	830	C	3 320.00
Darlington	N		1988	881	C	
			1989	881	C	
			1991	881	C	
			1992	881	C	
	GT		1987	4 × 26	P	3 628.00
Magpie	H		1989	4 × 7.5	P	
			1989	2 × 6.5	P	43.00
Pickering B	N	516			I	2 064.00
MANITOBA						
Limestone	H		1990	2 × 128	C	
			1991	5 × 128	C	
			1992	3 × 128	C	1 280.00
Wuskwatim	H		2009	87.5	P	
			2010	3 × 87.5	P	350.00
Conawapa	H		1997	130	P	
			1998	4 × 130	P	
			1999	5 × 130	P	1 300.00
SASKATCHEWAN						
Nipawin	H	85			I	255.00
Meadow Lake	GT(G)	50				101.00
Ermine	GT(G)		1988	100	P	100.00
Saskatoon	GT(G)		1989	100	P	100.00
Shand	S(c)		1991	280		
			1995	280		560.00
Island Falls	H		1994	85		190.00

. . ./3

Table A8. Installed generating capacity expansion in Canada by station. Major 1986 additions and 1987 - 2008 projections (Continued)

Province and Station	Type*	Additions in 1986	Scheduled Completion Date	Additions Proposed	Status*	Proposed Plant Capacity
		(MW)		(MW)		(MW)
ALBERTA						
Genesee	S(c)		1989	400	C	
			1991	400	C	800.00
Sheerness	S(c)			380	I	
			1990	380	C	760.00
New Steam	S(c)		1994	375	P	
			1995	375	P	
			1998	375	P	
			1999	375	P	
			2000	375	P	
			2003	2 × 375	P	
			2004	375	P	
			2005	375	P	3 375.00
Peak Gas	GT		1996	2 × 100	P	
			1997	2 × 100	P	
			2000	1 × 100	P	
			2001	2 × 100	P	
			2002	2 × 100	P	
			2003	3 × 100	P	1 200.00
BRITISH COLUMBIA						
Keenleyside	H		1997	2 × 80	P	
			1998	1 × 80	P	240.00
Murphy Creek	H		2002	2 × 55	P	
			2003	2 × 55	P	275.00
			2004	55	P	
Peace Site C	H		2000	2 × 150	P	
			2001	4 × 150	P	900.00
YUKON						
Dawson	IC		1988	.9	P	
			1993	.9	P	4.32
NORTHWEST TERRITORIES						
Hay River	IC		1986	3	P	12.00

*** Legend**

H	*Hydro*	*IC*	*Internal combustion*
S(c)	*Steam (coal)*	*GT*	*Gas turbine*
N	*Nuclear*	*I*	*Installed*
P	*Planned*	*C*	*Under construction*
GT(o)	*Gas turbine (oil)*	*I***	*Installed but testing*

GT (G) Gas Turbine (natural gas)

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Definitions and Abbreviations

Alternating Current (AC): A current that flows alternately in one direction and then in the reverse direction. In North America the standard for alternating current is 60 complete cycles each second. Such electricity is said to have a frequency of 60 hertz. Alternating current is used universally in power systems because it can be transmitted and distributed much more economically than direct current.

Base Load: The minimum continuous load over a given period of time.

British Thermal Unit (BTu): A unit of heat. The quantity of heat required to raise the temperature of one pound of water by one degree Fahrenheit.

Capacity: In the electric power industry, capacity has two meanings:

1. System Capacity: The maximum power capability of a system. For example, a utility system might have a rated capacity of 5000 MW, or might sell 50 MW of capacity (i.e. of power).

2. Equipment Capacity: The maximum power capability of a piece of equipment. For example, a generating unit might have a rated capacity of 50 MW.

Capacity Factor: For any equipment, the ratio of the average load during some time period to the rated capacity.

Cogeneration: A cogenerating system produces electricity and heat in tandem. Such systems have great potential in industry, where a significant requirement for electricity is coupled with a large demand for process steam.

Consumer Price Index (CPI): A measure of the percentage change over time in the cost of purchasing a constant "basket" of goods and services. The basket consists of items for which there are continually measurable market prices, so that changes in the cost of the basket are due only to price movements.

Consumption: Use of electrical energy, typically measured in kilowatt hours

Conventional Generation: Electricity that is produced at a generating station where the prime movers are driven by gases or steam produced by burning fossil fuels.

Current: The flow of electricity in a conductor. Current is measured in amperes.

Demand Charge: The component of a two-part price for electricity, which is based on a customer's highest power demand reached in a specified period, usually a month, regardless of the quantity of energy used (e.g. $2.00 per kilowatt per month). The other component of the two-part price is the energy charge.

Direct Current (DC): Current that flows continuously in the same direction (as opposed to alternating current). The current supplied from a battery is direct current.

Economy Energy: Energy sold by one power system to another, to effect a saving in the cost of generation when the receiving party has adequate capacity to supply the loads from its own system.

Electrical Energy: The quantity of electricity delivered over a period of time. The commonly used unit of electrical energy is the kilowatt hour (kW.h).

Electrical Power: The rate of delivery of electrical energy and the most frequently used measure of capacity. The basic unit is the kilowatt (kW).

Energy Charge: The component of a two-part price for electricity, which is based on the amount of energy taken (e.g. 20 mills per kW.h). The other component of the price is the demand charge.

Energy Source: The primary source that provides the power that is converted to electricity. Energy sources include coal, petroleum and petroleum products, gas, water, uranium, wind, sunlight, geothermal, and other sources.

Firm Power: Electric power intended to be available at all times during the period of the agreement for its sale.

Frequency: The number of cycles through which an alternating current passes in a second. The North American standard is 60 cycles per second, known as 60 hertz.

Gigawatt (GW): One billion watts; one million kilowatts. (See Watt.).

Gigawatt hour (GW.h): A unit of bulk energy. A million kilowatt hours. A billion watt hours.

Grid: A network of electric power lines and connections.

Gross Domestic Product (GDP): The total value of goods and services produced in Canada. GDP measured in constant dollars is defined as Real GDP.

Hertz (Hz): The unit of frequency for alternating current. Formerly called cycles per second. The standard frequency for power supply in North America is 60 Hz.

Installed Capacity: The capacity measured at the output terminals of all the generating units in a station, without deducting station service requirements.

Interruptible Energy: Energy made available under an agreement that permits curtailment or interruption of delivery at the option of the supplier.

Joule: The international unit of energy. The energy produced by a power of one watt flowing for one second. The joule is a very small unit: there are 3.6 million joules in a kilowatt hour.

Kilovolt (kV): 1000 volts.

Kilowatt (kW): The commercial unit of electric power; 1000 watts. A kilowatt can best be visualized as the total amount of power needed to light ten 100-watt light bulbs.

Kilowatt hour (kW.h): The commercial unit of electric energy; 1000 watt hours. A kilowatt hour can best be visualized as the amount of electricity consumed by ten 100-watt light bulbs burning for an hour. One kilowatt hour is equal to 3.6 million joules.

Load: The amount of electric power or energy consumed by a particular customer or group of customers.

Load Factor: The ratio of the average load during a designated period to the peak or maximum load in that same period. (Usually expressed in per cent.)

Megawatt (MW): A unit of bulk power; 1000 kilowatts.

Megawatt hour (MW.h): A unit of bulk energy; 1000 kilowatt hours.

Mill: 1/1000 of a dollar.

Net Exports: Total exports minus total imports.

Nuclear Power: Power generated at a station where the steam to drive the turbines is produced by an atomic process, rather than by burning a combustible fuel such as coal, oil, or gas.

Peak Demand: The maximum power demand registered by a customer or a group of customers or a system in a stated period of time such as a month or a year. The value may be the maximum instantaneous load or more usually the average load over a designated interval of time, such as one hour, and is normally stated in kilowatts or megawatts.

Power System: All the interconnected facilities of an electrical utility. A power system includes all the generation, transmission, distribution, transformation, and protective components necessary to provide service to the customers.

Primary Energy Source: The source of primary energy from which electricity is generated. This may be falling water, uranium (by nuclear fission), coal, oil, natural gas, wind, tidal energy, etc.

Reserve Generating Capacity: The extra generating capacity required on any power system over and above the expected peak load. Such a reserve is required mainly for two reasons: first, in case of unexpected breakdown of generating equipment; second, in case the actual peak load is higher than forecast.

Terawatt Hours (TW.h): One billion kilowatt hours.

Voltage: The electrical force or potential that causes a current to flow in a circuit (just as pressure causes water to flow in a pipe). Voltage is measured in volts (V) or kilovolts (kV). 1 kV = 1000 V.

Watt: The scientific unit of electric power; a rate of doing work at the rate of one joule per second. A typical light bulb is rated 25, 40, 60 or 100 watts, meaning that it consumes that amount of power when illuminated. A horse power is 746 watts.

L'énergie électrique au Canada 1986

Direction de l'énergie électrique
Secteur des ressources énergétiques
Énergie, Mines et Ressources Canada

Publié sous l'autorité du ministre
de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Gouvernement du Canada

Des copies de cette publication sont disponibles sur demande à l'adresse suivante:

Direction de l'énergie électrique
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English: write to

Electrical Energy Branch
Energy, Mines and Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada, 1987
N° de cat. M23-7/1986F
ISBN 0-662-94086-5
ISSN 0821-8218

REMERCIEMENTS

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources remercie les services publics d'électricité de leur collaboration à la préparation de cette publication.

Les photographies ont été fournies à titre gracieux par: l'Alberta Power Ltd ; Hydro-Québec ; la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba ; la Newfoundland and Labrador Hydro ; la Newfoundland Light & Power Co. Ltd ; Ontario Hydro; la Saskatchewan Power Corporation et la TransAlta Utilities Corporation.

Table des matières

L'industrie de l'électricité au Canada	1
L'industrie canadienne de l'électricité au plan international	6
Cadre réglementaire	11
Consommation	15
Production	20
Capacité et marges de réserve	25
Commerce de l'électricité	29
Transport	36
Investissement et financement des services d'électricité	43
Prix de revient et de vente	47
Annexes	53
Définitions et abréviations	70

Liste des tableaux

Tableau 1.1.	Principaux services publics du Canada	1
Tableau 1.2.	Capacité installée et production d'électricité des services publics et des établissements industriels, 1970-1986	2
Tableau 1.3.	Services publics d'électricité: avoir, revenus et nombre d'employés, 1985	3
Tableau 2.1.	Comparaison internationale au regard de la capacité installée, 1985	6
Tableau 2.2.	Comparaison internationale par mode de production, 1985	7
Tableau 2.3.	Comparaison internationale du taux de consommation d'électricité par habitant, 1985	8
Tableau 2.4.	Comparaison internationale des taux de croissance de la consommation d'électricité	9
Tableau 2.5.	Comparaison internationale de la consommation d'électricité par point du P.I.B. (intensité)	9
Tableau 4.1.	Taux de croissance provinciaux de la consommation d'électricité, 1982-1986	15
Tableau 4.2.	Consommation et production d'électricité par province, 1986	16
Tableau 4.3.	Consommation totale d'électricité par secteur au Canada, 1982-1986	16
Tableau 4.4.	Taux de croissance de la consommation d'électricité par secteur, 1982-1986	16
Tableau 4.5.	Provinces: consommation d'électricité par habitant, 1986	18
Tableau 4.6.	Demande de pointe au Canada	19
Tableau 4.7.	Facteur de charge au Canada	19
Tableau 5.1.	Sources de production d'électricité	20
Tableau 5.2.	Production d'électricité par province	22
Tableau 5.3.	Production d'électricité par source, 1986	22
Tableau 5.4.	Combustibles fossiles: consommation par service public, 1986	23

Liste des tableaux

Tableau 6.1.	Principales centrales mises en service en 1986	25
Tableau 6.2.	Capacité installée par source d'électricité, 1986	25
Tableau 6.3.	Capacité installée par province	27
Tableau 6.4.	Capacité excédentaire, 1986	27
Tableau 6.5.	Variations de la capacité excédentaire nette, 1982-1986	28
Tableau 7.1.	Commerce canado-américain de l'électricité, 1982-1986	29
Tableau 7.2.	Exportations d'électricité et recettes par province, 1985-1986	30
Tableau 7.3.	Exportations de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1986	31
Tableau 7.4.	Sources de l'électricité exportée, 1986	31
Tableau 7.5.	Provinces exportatrices et marchés importateurs, 1986	32
Tableau 7.6.	Provinces: part des exportations totales, 1982-1986	33
Tableau 7.7.	Commerce canadien de ressources énergétiques, 1982-1986	33
Tableau 7.8.	Échanges interprovinciaux, 1982-1986	34
Tableau 8.1.	Longueur des circuits au Canada, 1986	36
Tableau 8.2.	Interconnexions provinciales à la fin de 1986	37
Tableau 8.3.	Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis	38
Tableau 9.1.	Investissement des services publics dans le secteur de l'énergie électrique, 1977-1986	43
Tableau 9.2.	Répartition de l'investissement en capital, 1977-1986	43
Tableau 9.3.	Investissement en capital des principaux services d'électricité	44
Tableau 9.4.	Dette à long terme et sources de financement des principaux services publics, 1985	44
Tableau 9.5.	Taux d'endettement des services d'électricité du Canada et des États-Unis	45

Liste des tableaux

Tableau 10.1. Taux d'inflation, d'intérêt et d'augmentation des coûts de construction, 1967-1986

Tableau 10.2. Coût du combustible pour la production d'électricité, 1969-1985

Tableau 10.3. Produit moyen de la vente d'électricité par province, 1976-1985

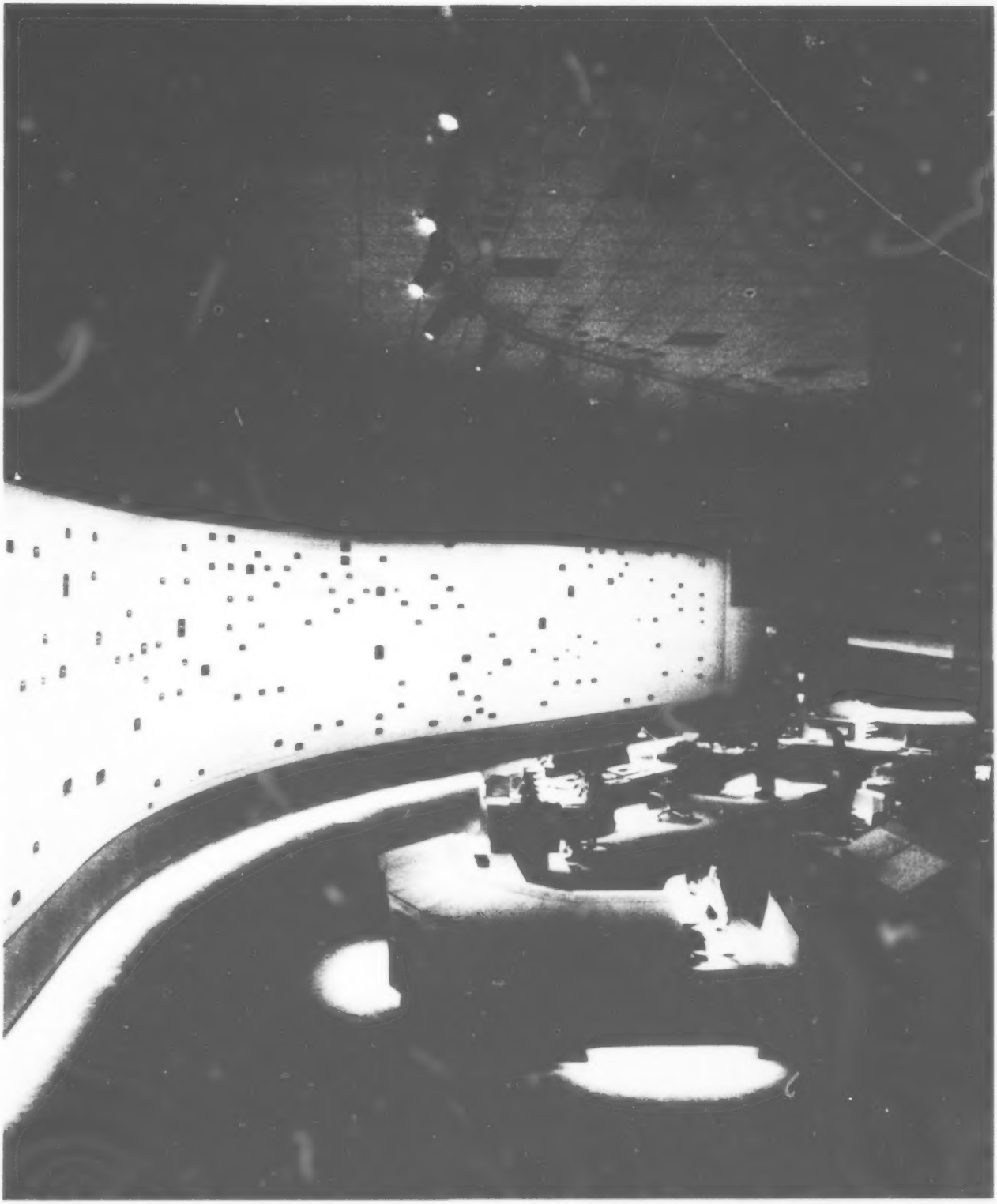
Tableau 10.4. Bénéfices déclarés par les principaux services publics, 1985

Tableau 10.5. Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1986

Tableau 10.6. Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1977-1986

Liste des figures

Figure 4.1.	Production d'électricité, consommation et échanges nets, 1986	17
Figure 4.2.	Demande primaire d'énergie au Canada, 1986	18
Figure 4.3.	Demande secondaire d'énergie au Canada, 1986.	18
Figure 5.1.	Répartition par province des principales centrales, 1986	21
Figure 5.2.	Production par région et par source d'énergie, 1986	23
Figure 6.1.	Capacité par région et par source d'énergie, 1986	26
Figure 6.2.	Progression de la capacité installée par source d'énergie, 1960-1986	26
Figure 7.1.	Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de marchandises, 1986	31
Figure 7.2.	Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de l'énergie, 1986	32
Figure 7.3.	Commerce de l'électricité, 1986	35
Figure 8.1	Principaux réseaux de transport sur de longues distances	40
Figure 8.2.	Principales interconnexions provinciales et internationales	41
Figure 9.1.	Répartition de l'investissement en capital, 1986	43
Figure 10.1.	Indices des prix, 1971-1986	50



De son centre de répartition, la TransAlta assure l'exploitation de ses 68 000 kilomètres de circuits de transport et de distribution. Elle s'en sert également pour répartir la production de ses treize centrales hydrauliques et de ses trois centrales au charbon.

L'industrie de l'électricité au Canada

STRUCTURE

Aux termes de la constitution canadienne, l'énergie électrique est un domaine de compétence presque exclusivement provinciale. De ce fait, l'industrie de l'électricité au pays s'est organisée suivant les contours des provinces et elle est, le plus souvent, hautement intégrée: quelques services publics dominants assurent le gros de la production, du transport et de la distribution. Certains d'entre eux sont entre les mains d'intérêts privés, mais la majorité sont des sociétés d'État. Au tableau 1.1 figure la liste des principaux services publics.

Parmi ceux-ci, on retrouve huit sociétés d'État provinciales, quatre services privés, deux services municipaux et une société d'État relevant du gouvernement du Canada. En 1986, les services publics provinciaux possédaient environ 84 pour 100 de la capacité installée totale et ont contribué l'équivalent à la production totale d'électricité. Les quatre services privés représentaient 6 pour 100 de la capacité totale du Canada et approximativement 7 pour 100 de la production totale. En Alberta et au Manitoba, les services publics municipaux comptaient pour 1,2 pour 100 de la capacité installée du pays, mais seulement 0,3 pour 100 de la production totale. Le gouvernement du Canada ne joue qu'un rôle marginal, au regard de la capacité installée et de la production réelle, sa présence étant assurée par la Commission d'énergie du Nord canadien. En 1986, la Commission a produit et distribué le gros de l'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon, bien qu'elle n'ait fourni que 0,3 pour 100 de la capacité installée totale et 0,2 pour 100 de la production totale du pays.

En plus des quinze principaux services publics, il existe au pays environ 63 établissements industriels, surtout des usines de pâtes et papiers, des exploitations minières et des alumineries, qui produisent de l'électricité avant tout pour subvenir à leurs propres besoins. Quelques-uns en vendent à des réseaux de distribution municipaux ou à des services publics. En 1986,

Tableau 1.1. Principaux services publics du Canada

Province	Service	Propriété
Terre-Neuve	Newfoundland and Labrador Hydro	Provinciale
	Newfoundland Light & Power Co. Ltd.	Privée
Île-du-Prince-Édouard	Maritime Electric Co. Ltd.	Privée
Nouvelle-Écosse	Nova Scotia Power Corporation	Provinciale
Nouveau-Brunswick	Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Provinciale
Québec	Hydro-Québec	Provinciale
Ontario	Ontario Hydro	Provinciale
Manitoba	Hydro-Manitoba	Provinciale
	Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg	Municipale
Saskatchewan	Saskatchewan Power Corporation	Provinciale
Alberta	Alberta Power Ltd.	Privée
	Edmonton Power	Municipale
	TransAlta Utilities Corporation	Privée
Colombie-Britannique	British Columbia Hydro and Power Authority	Provinciale
*Yukon**	Commission d'énergie du Nord canadien	Fédérale
Territoires du Nord-Ouest	Commission d'énergie du Nord canadien	Fédérale

** Le 31 mars 1987, le gouvernement du Canada a cédé l'actif de la Commission d'énergie du Nord canadien situé au Yukon au gouvernement territorial. Ce transfert de propriété n'est pas reflété dans le texte.*

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

ces établissements possédaient 6,4 pour 100 de la capacité installée totale et fournissaient environ 8 pour 100 de la production totale du pays (voir le tableau 1.2). Depuis 1970, leur contribution à ces deux postes a diminué de moitié. En effet, les services provinciaux de taille garantissent maintenant la grande partie de la capacité installée et de la production.

Outre les principaux services publics et établissements industriels, quelque 24 services publics de moindre importance produisent de l'électricité : la moitié sont privés et les autres, municipaux. En 1986, ils assuraient 2,1 pour 100 de la capacité installée totale, mais ne produisaient que 0,5 pour 100 de la production totale d'électricité.

APPORT ÉCONOMIQUE

L'industrie de l'électricité joue un rôle important dans l'économie canadienne. Comme le montre le tableau 1.3, elle comptait environ 76 000 employés en 1985, soit environ 0,7 pour 100 de l'emploi au pays.

Ses recettes ont atteint environ 16 milliards de dollars en 1985, contre 14 milliards en 1984, une augmentation de 14 pour 100. De cette somme, 9 pour 100, soit environ 1,4 milliard de dollars, provient des gains à l'exportation. Sa contribution au produit intérieur brut est en hausse : de 2,7 pour 100 en 1980, elle est passée à 3,2 pour 100 en 1984 et à 3,5 pour 100 en 1985.

Le total des avoirs de l'industrie se chiffrait à environ 87 milliards de dollars en 1985. À ce chapitre, Ontario Hydro, Hydro-Québec et la British Columbia Hydro, les trois plus grands services d'électricité au Canada, se classent respectivement au premier, au deuxième et au cinquième rang de toutes les sociétés canadiennes.

SERVICES PUBLICS

Terre-Neuve

À Terre-Neuve, deux réseaux, la Newfoundland Light & Power Company Limited (NLPC) et la Newfoundland & Labrador Hydro (NLH), dominent le marché de la production et de la distribution.

Principal détaillant d'électricité dans l'île, la NLPC, service privé, achète environ 89 pour 100 de ses approvisionnements en électricité de la NLH et produit elle-même le reste. La NLPC fut constituée en 1966 par la fusionnement de la St. John's Electric Light Company Limited avec l'United Towns Electric Company Limited et l'Union Electric Light and Power Company. Ses origines remontent à 1885.

Tableau 1.2. Capacité installée et production d'électricité des services publics et des établissements industriels, 1970-1986

Année	Capacité installée		Production d'énergie	
	Services publics	Établissements industriels	Services publics	Établissements industriels
	(pour cent)			
1970	88	12	84	16
1975	90	10	87	13
1980	92	8	89	11
1981	92	8	90	10
1982	93	7	90	10
1983	93	7	90	10
1984	93	7	91	9
1985	93	7	92	8
1986	94	6	92	8

Source: Statistique de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, 57-202, 57-001.

La NLH, société publique provinciale s'occupant surtout de la production d'électricité, a été constituée en 1975. Société mère d'un consortium qui comprend la Churchill Falls (Labrador) Corporation (CFLCo), la Lower Churchill Development Corporation (LCDC) et la Twin Falls Power Corporation Limited, la NLH détient 51 pour 100 des actions de la LCDC, tandis que le reste est la propriété du gouvernement du Canada. Par l'intermédiaire de la CFLCo, la NLH possède et exploite la centrale de Churchill Falls, l'une des plus importantes au monde. Par ailleurs, la NLH administre, au nom du gouvernement provincial, l'activité de la Power Distribution District of Newfoundland and Labrador, qui alimente les consommateurs ruraux. Ensemble, la NLPC et la NLH desservent environ 200 000 clients.

Île-du-Prince-Édouard

La Maritime Electric Company Limited (MECL), société privée au service de l'Île-du-Prince-Édouard depuis 1918, possède et exploite un réseau entièrement intégré de production, de transport et de distribution de l'électricité dans toute l'île. En outre, la MECL exploite deux centrales au mazout, uniquement à titre de sources auxiliaires d'énergie, à Charlottetown et à Borden. Elle détient aussi 10 pour 100 des intérêts dans la centrale au charbon et au mazout (unité n° 2) de Dalhousie (N.-B.), exploitée par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie

Tableau 1.3. Services publics d'électricité: avoir, recettes et nombre d'employés, 1985

Service	Avoir	Recettes	Nbre d'employés
	(en millions $)		
Newfoundland and Labrador Hydro	2 104	331	1 196
Newfoundland Light & Power Co. Ltd.	353	244	938
Maritime Electric Co. Ltd.	86	64	201
Nova Scotia Power Corporation	1 414	492	2 450
Énergie Nouveau-Brunswick	2 870	894	2 500
Hydro-Québec	29 183	4 492	18 208
Ontario Hydro	29 320	4 625	31 166
Hydro-Manitoba	3 129	553	3 853
Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg	132	80	730
*Saskatchewan Power Corporation**	2 150	837	3 064
TransAlta Utilities	3 736	836	2 496
Edmonton Power	835	263	851
Alberta Power Ltd.	1 014	324	1 340
*BC Hydro and Power Authority**	10 472	2 094	6 508
Commission de l'énergie du Nord canadien	276	89	330
Canada	87 074	16 218	75 831

* *Y compris l'activité dans le secteur du gaz naturel.*

Source: Rapports annuels des services publics d'électricité.

N.-B.). Elle loue du gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard l'interconnexion par câble sous-marin qui relie le Nouveau-Brunswick et l'île; elle achète présentement 98 pour 100 de son électricité d'Énergie N.-B.

Principal distributeur de l'île, la MECL dessert environ 44 100 clients. Le service d'électricité municipal de la ville de Summerside, qui possède son propre réseau de distribution, achète de l'énergie de la MECL.

Nouvelle-Écosse

En 1972, la Nova Scotia Power Corporation achetait les actions d'une société privée, la Nova Scotia Light and Power Company Limited, et, en 1973, devenait l'actuelle Nova Scotia Power Corporation (NSPC), qui dessert tous les clients de la province. Presque toute l'électricité de la NSPC provient de sources thermiques, le charbon étant à la base de plus de la moitié de sa production. La société exploite également des centrales hydro-électriques et achète de l'énergie du Nouveau-Brunswick. La centrale Lingan, située dans l'île du Cap-Breton, fournit la plus grande partie de la production provinciale. En 1986, la NSPC comptait environ 350 000 clients.

Nouveau-Brunswick

Avant 1918, plus de 20 sociétés privées et publiques se partageaient la production et la distribution de l'électricité au Nouveau-Brunswick. En 1918, par un décret du Conseil, le gouvernement provincial créait une commission chargée de dresser le bilan des ressources hydrauliques de la province. Sur son avis, le gouvernement établit la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie N.-B.) en vertu d'une loi qui, adoptée en 1920, confère à l'entreprise publique le mandat de produire et de distribuer l'électricité dans toutes les régions de la province. Énergie N.-B. obtient son électricité de sources nucléaires, hydrauliques et thermiques; elle en achète également du Québec. Elle compte 241 000 abonnés, en sus des 38 000 clients des services municipaux de distribution auxquels elle vend de l'électricité.

Québec

La société Hydro-Québec a été créée par l'Assemblée nationale en 1944. Elle a par la suite acquis les actifs de la Montreal Light, Heat and Power Consolidated et de la Beauharnois Light, Heat and Power Company. En 1963, Hydro-Québec absorbe les dix dernières sociétés privées de la province, entre autres la Shawinigan Water and Power Company, la Southern Power Company Limited, la Québec Power Company et la Gatineau Power Company. La société fait aussi l'acquisition de plusieurs réseaux municipaux de distribution et d'éclairage public, ainsi que de la plupart des coopératives de production d'électricité de la province.

Hydro-Québec a la propriété exclusive de trois filiales actives: la Société d'énergie de la Baie James (SEJB), qui a exécuté la phase 1 du complexe La Grande; Hydro-Québec International, qui fournit des services de consultation et de génie pour des projets d'aménagement à l'étranger et la Société de transmission électrique de Cedars Rapids Limitée, qui exporte vers l'État de New York. Hydro-Québec détient également des actions dans la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, qui exploite la centrale Churchill Falls, et dans la société Nouveler Inc., qui encourage les économies d'énergie et les sources d'énergie de remplacement.

Hydro-Québec, qui compte plus de 2,6 millions de clients, s'occupe de la production, du transport et de la distribution de presque toute l'électricité vendue au Québec. L'énergie fournie par Hydro-Québec provient essentiellement de sources hydrauliques.

Ontario

Ontario Hydro, société d'État provinciale, a été créée en 1906 par une décision de l'Assemblée législative de la province. La société possède des pouvoirs étendus en matière de production, d'achat et de livraison d'énergie électrique dans toute la province, et ses activités sont actuellement régies par la *Loi sur la Société provinciale de l'électricité*. Ontario Hydro doit d'abord fournir de l'énergie aux 316 services municipaux de la province qui en assurent la distribution à leurs clients. Par ailleurs, Ontario Hydro alimente directement une centaine de clients industriels importants et environ 780 000 consommateurs de régions rurales ou d'agglomérations qui ne sont pas desservies par des services municipaux. L'électricité fournie par Ontario Hydro est d'origine thermique, nucléaire et hydraulique. En 1986, plus de trois millions de clients étaient desservis par Ontario Hydro et les services municipaux de la province.

Manitoba

Société d'État constituée en 1949 par l'Assemblée législative de la province, la Régie de l'hydroélectricité du Manitoba (Hydro-Manitoba) possède des pouvoirs étendus relativement à la production d'énergie électrique et elle est assujettie à la *Loi sur Hydro-Manitoba*. Elle distribue de l'électricité à travers toute la province, sauf dans le centre de Winnipeg, qui est desservi par le Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg. Ces deux services fonctionnent en tant que réseau intégré de production et de transport d'électricité. En 1986, la société Hydro-Manitoba comptait environ 341 000 abonnés. Presque toute l'électricité produite dans la province provient de sources hydrauliques.

Saskatchewan

La Saskatchewan Power Corporation (SPC), société d'État, a été créée en vertu de la *Power Corporation Act* de 1950; elle succédait à la Saskatchewan Power Commission créée en 1929 pour mettre sur pied un réseau intégré de production et de distribution d'électricité à travers la province. La loi confère à la SPC le mandat de produire, de transporter et de distribuer le gaz naturel et l'électricité. À la fin de 1986, la SPC comptait environ 390 000 abonnés à l'électricité et 260 000 abonnés au gaz naturel. Presque toute l'électricité est produite à partir de sources thermiques.

Alberta

L'Alberta compte trois grands services d'électricité, la TransAlta Utilities Corporation, l'Alberta Power Limited et l'Edmonton Power, qui répondent à environ 91 pour 100 des besoins en énergie électrique de la province. Ces services sont liés par un réseau de transport qui appartient, en grande partie, à la TransAlta. L'industrie satisfait au reste, soit 9 pour 100, de la consommation d'électricité de l'Alberta.

La société TransAlta Utilities Corporation, anciennement la Calgary Power Limited, est le plus important service d'électricité privé au Canada. La société assure la production et la distribution de l'électricité dans la province depuis sa constitution en société en 1911. Elle répond à près de 75 pour 100 des besoins en énergie électrique de l'Alberta et dessert plus de la moitié de la population. En 1986, la société comptait plus de 283 000 abonnés.

La société Alberta Power Limited, constituée en 1972, est également un service privé, filiale de la Canadian Utilities Ltd. Ses activités sont concentrées dans le centre-est et le nord de la province. L'Alberta Power, qui a fourni environ 16 pour 100 de la demande totale d'électricité de la province en 1986, compte plus de 147 000 clients.

L'Edmonton Power, deuxième service public de l'Alberta, a la plus grande capacité de production de tous les services municipaux. Depuis sa création en 1902, son rythme d'expansion a suivi celui de la ville d'Edmonton. Bien qu'il n'ait répondu qu'à 0,4 pour 100 des besoins de l'Alberta, le service détenait 15 pour 100 du marché total de l'électricité de la province, en 1986, et comptait plus de 225 000 clients. La TransAlta Utilities et l'Alberta Power sont ses plus grands fournisseurs d'électricité.

Colombie-Britannique

La British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) est une société d'État établie en 1961. Son réseau de production et de distribution s'étend à toute la province, à l'exception de la région desservie par la Cominco Limitée et sa filiale, la West Kootenay Power and Light Company Limited. La BC Hydro est le troisième service public en importance au Canada et le plus grand distributeur de gaz naturel de la province. Elle produit, transporte et distribue de l'électricité à plus d'un million de clients, dans la zone où se concentre plus de 90 pour 100 de la population de la Colombie-Britannique. La société distribue du gaz naturel à Vancouver et sa banlieue et dans la vallée du fleuve Fraser, et du propane dans la région de Victoria. La BC Hydro exploite également un réseau de chemin de fer qui assure le transport de marchandises dans la région de Vancouver et dans la vallée du fleuve Fraser.

Yukon et Territoires du Nord-Ouest

Société d'État canadienne, la Commission d'énergie du Nord canadien (CENC) a fourni de l'électricité au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest en 1986. Elle a été créée en 1956, en vertu de la *Loi sur la Commission de l'énergie du Nord canadien*. En 1948, la Northwest Territories Power Commission a été créée pour exploiter une centrale hydroélectrique près de Yellowknife. En 1956, après un élargissement de son mandat, elle a commencé à prendre en main des installations exploitées par d'autres ministères fédéraux et à en construire de nouvelles. À cette époque, elle reçut le nom de Commission d'énergie du Nord canadien. La CENC exploite actuellement 50 réseaux indépendants répartis sur les deux territoires et comptait en 1986 environ 12 400 clients. Elle fournit également de l'électricité à la ville de Field (Colombie-Britannique), étant donné que celle-ci est située dans un parc national.

L'industrie canadienne de l'électricité au plan international

Deuxième pays en superficie, le Canada est riche en ressources naturelles, notamment en rivières et en fleuves convenant à la production d'électricité. Il se classe d'ailleurs parmi les plus importants pays producteurs d'hydroélectricité. Le présent chapitre a pour objet de comparer l'offre et la demande d'électricité canadiennes à celles de certains autres pays.

Capacité installée

À la fin de 1985, la capacité de charge totale du monde se chiffrait à environ 2 376 gigawatts (GW): le tableau 2.1 est une ventilation par mode de production pour les vingt pays en tête de liste. À l'échelle mondiale, la répartition était la suivante: 1 610 GW (68 pour 100) d'origine thermique classique; 552 GW (23 pour 100) d'origine hydraulique et 214 GW (9 pour 100) d'origine nucléaire.

Avec une capacité de production de 686 GW, les États-Unis se classaient au premier rang; l'URSS, au deuxième avec 315 GW; le Japon, au troisième avec 154 GW; suivi de la République fédérale d'Allemagne, avec 98 GW. De fait, les États-Unis étaient en tête pour tous les modes de production : ils affichaient plus de 32 pour 100 du total de la capacité thermique classique, 15 pour 100 de l'hydroélectricité et 37 pour 100 de l'énergie nucléaire.

Le Canada se classait cinquième avec une capacité de production de quelque 97 GW, soit 4 pour 100 de la production mondiale. Pour ce qui est de la houille blanche, de la thermoélectricité nucléaire et de la thermoélectricité classique, il est respectivement troisième, derrière les États-Unis et l'URSS, sixième et neuvième.

En Europe, l'industrie nucléaire française est la plus développée. Elle était deuxième au monde en 1985, avec une capacité totale de 37,5 GW. En fait, elle assure 43 pour 100 de la capacité totale de production d'électricité de la France.

Production d'électricité

En 1985, la production mondiale d'électricité a été de 9 422 térawattheures (TW.h) répartis comme suit : 5 997 TW.h (64 pour 100) d'origine thermique classique, principalement de centrales au charbon; 1 973 TW.h (21 pour 100) d'origine hydraulique et 1 452 TW.h (15 pour 100) d'origine nucléaire. Bien qu'elle n'ait représenté que 9 pour 100 de la capacité totale, l'énergie nucléaire a assuré 15 pour 100 de la production mondiale, ce qui indique que la plupart des centrales nucléaires

Tableau 2.1. Comparaison internationale au regard de la capacité installée, 1985

Pays	Thermique classique	Hydraulique	Nucléaire	Total
		(en MW)		
États-Unis	521 503	84 397	80 100	686 000
URSS	215 000	61 000	29 000	315 000
Japon	99 408	33 966	20 726	154 100
Allemagne de l'Ouest	74 456	6 661	16 938	98 055
Canada	30 885	56 048	9 813	96 746
France	27 500	22 000	37 500	87 000
Chine	57 840	27 160	0	85 000
Royaume-Uni	52 711	4 189	7 100	64 000
Italie	37 357	17 343	1 300	56 000
Inde	34 239	16 298	1 095	51 626
Brésil	6 138	36 924	626	43 688
Espagne	22 520	13 180	5 700	41 400
Australie	26 516	7 084	0	33 600
Suède	8 150	15 450	9 500	33 100
Pologne	26 892	2 007	0	28 899
Afrique du Sud	23 223	572	965	24 760
Mexique	17 642	6 621	0	24 263
Norvège	249	23 551	0	23 800
Allemagne de l'Est	18 667	1 851	1 830	22 348
Tchécoslovaquie	15 146	2 929	1 760	19 835
Total mondial	1 609 673 (68%)	552 144 (23%)	214 183 (9%)	2 376 000 (100%)

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

ont été exploitées avec un facteur de charge relativement élevé par rapport aux centrales thermiques classiques et hydro-électriques. Au tableau 2.2 figure la répartition de la production par source d'énergie dans les vingt plus grands pays producteurs.

En 1985, les États-Unis ont assuré à peu près 26 pour 100 de la production mondiale. L'apport de leurs centrales thermiques classiques a été de 1 805 TW.h, soit 30 pour 100 de la capacité installée mondiale à ce chapitre.

Le Canada a été le principal producteur de houille blanche en 1985, avec 301 TW.h, soit 15 pour 100 de la production mondiale d'origine hydraulique. Au demeurant, sa production totale d'électricité (446 TW.h ou 5 pour 100 de la production mondiale) le place au quatrième rang, derrière les États-Unis, l'URSS et le Japon.

Premier pays en 1985 pour la production d'énergie nucléaire (26 pour 100 du total), les États-Unis affichaient un rendement de 384 TW.h. Par rapport à la production nationale totale, la France se classait au premier rang, toutefois, avec une proportion de près de 65 pour 100 d'origine nucléaire. Elle était suivie de la Belgique qui, si elle ne figurait pas parmi les vingt premiers producteurs, a néanmoins affiché un rapport de 60 pour 100. La Suède occupait le troisième rang avec un rapport de 42 pour 100. Celui du Canada a été relativement faible, à 13 pour 100, tandis qu'aux États-Unis et en URSS, le rapport a été de 16 pour 100 et de 11 pour 100 respectivement.

Consommation intérieure d'électricité

En 1985, la consommation d'électricité par habitant en Norvège a atteint 21 950 kilowattheures (kW.h), devançant celle de tous les autres pays. Le Canada se classait deuxième, avec 16 485 kW.h. Au tableau 2.3 figurent les données pour un éventail de 23 pays en 1983. Les dix premiers figurent sur cette liste selon leur classement dans le monde. Quant aux autres, ils sont présentés dans un ordre descendant qui ne reflète pas leur place réelle, étant donné que seuls les plus populeux de chaque région ont été retenus.

Le tableau 2.3 fait ressortir à quel point le taux de consommation par habitant varie d'un pays à l'autre. Ainsi, en Norvège, il représente plus de onze fois la moyenne mon-

Tableau 2.2. Comparaison internationale par mode de production, 1985

Pays	Thermique classique	Hydraulique	Nucléaire	Total
		(en TW.h)		
États-Unis	1 805	281	384	2 470
URSS	1 170	205	170	1 545
Japon	365	82	151	598
Canada	88	301	57	446
Chine	314	93	0	407
Allemagne de l'Ouest	248	17	120	384
France	56	59	214	329
Royaume-Uni	202	4	61	267
Brésil	8	194	3	205
Italie	126	44	7	177
Inde	110	55	5	170
Afrique du Sud	134	1	6	141
Pologne	134	4	0	138
Suède	6	70	56	132
Espagne	66	33	28	127
Australie	108	14	0	122
Allemagne de l'Est	100	2	12	114
Norvège	0	103	0	103
Mexique	67	26	0	93
Tchécoslovaquie	64	4	12	80
Total mondial	5 997 (64%)	1 973 (21%)	1 452 (15%)	9 422 (100%)

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

diale; au Canada, en Islande et en Suède, plus de huit fois; et aux États-Unis, environ cinq fois. Par contre, le Nigéria et l'Inde n'affichent que 10 pour 100 de la moyenne mondiale, et la Chine, pourtant cinquième pays producteur, que 18 pour 100.

Au Canada, cette forte consommation s'explique essentiellement, d'une part, par les importantes ressources hydrauliques qui ont permis la mise en valeur d'aménagements hydro-électriques rentables dans diverses régions. L'électricité relativement abondante et bon marché a entraîné une consommation plutôt forte chez tous les utilisateurs d'énergie et incité les industries grandes consommatrices d'électricité à venir s'installer au pays. D'autre part, le Canada, pays boréal, connaît un hiver long et rigoureux et, de ce fait, consacre beaucoup d'énergie au chauffage.

Taux de croissance de la consommation totale d'électricité

Entre 1983 et 1985, la consommation mondiale d'électricité a progressé d'environ 4,1 pour 100 par année. Au tableau 2.4 figurent les taux de croissance de 25 pays. En général, ce sont les pays en voie de développement qui ont affiché les plus fortes hausses, l'industrialisation de nombre d'entre eux se traduisant par un bond dans la consommation d'électricité.

Entre 1983 et 1985, le Canada a été l'un des rares pays industrialisés à connaître une hausse sensible du taux de consommation : de 5,6 pour 100 en moyenne, contre 4,9 pour 100 en France; 4,8 pour 100 au Japon; 3,5 pour 100 aux États-Unis; 3,4 pour 100 en Allemagne de l'Ouest; et 2 pour 100 au Royaume-Uni. En revanche, la moyenne mondiale était de 4,1 pour 100. Le Royaume-Uni, l'Italie et le Nigéria figuraient parmi les pays qui affichaient les plus faibles taux.

Intensité d'utilisation

Au tableau 2,5 figure l'intensité d'utilisation de l'électricité dans l'économie d'un éventail de pays. L'intensité désigne la consommation totale d'électricité par dollar de produit intérieur brut (PIB). Aux fins de comparaison, toutes les devises ont été converties en dollars américains, aux prix et aux taux de change de 1980. Comme le champ de données était limité, douze pays sont étudiés, parmi lesquels le Canada affiche la plus forte intensité.

Entre 1975 et 1985, l'intensité a progressé d'environ 10,5 pour 100 au Canada et de 33 pour 100 en France, pays qui a également connu une forte hausse. Au Japon et au Royaume-Uni, elle a cependant fléchi de 17,5 pour 100 et de 14,5 pour 100 respectivement. Au cours de cette décennie, elle a connu un faible gain aux États-Unis avant de régresser, en 1985, à son niveau de 1975.

Tableau 2.3. Comparaison internationale du taux de consommation d'électricité par habitant, 1985

Pays	kW.h/habitant	Taux exprimé en pourcentage de la moyenne mondiale
Norvège	21 950	1 127
Canada	16 485	846
Islande	15 833	813
Suède	15 661	804
Quatar	11 415	586
Luxembourg	10 811	555
Finlande	9 998	513
États-Unis	9 652	496
Nouvelle-Zélande	8 708	447
Australie	7 727	397
Allemagne de l'Est	6 839	351
Allemagne de l'Ouest	5 666	291
URSS	5 450	280
France	5 072	260
Japon	4 440	228
Afrique du Sud	4 356	223
Royaume-Uni	4 157	213
Brésil	1 316	68
Mexique	1 177	60
Égypte	474	24
Chine	359	18
Inde	165	8
Nigéria	61	3
Moyenne mondiale	1 948	100

Source: Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 2.4. Comparaison internationale des taux de croissance de la consommation d'électricité

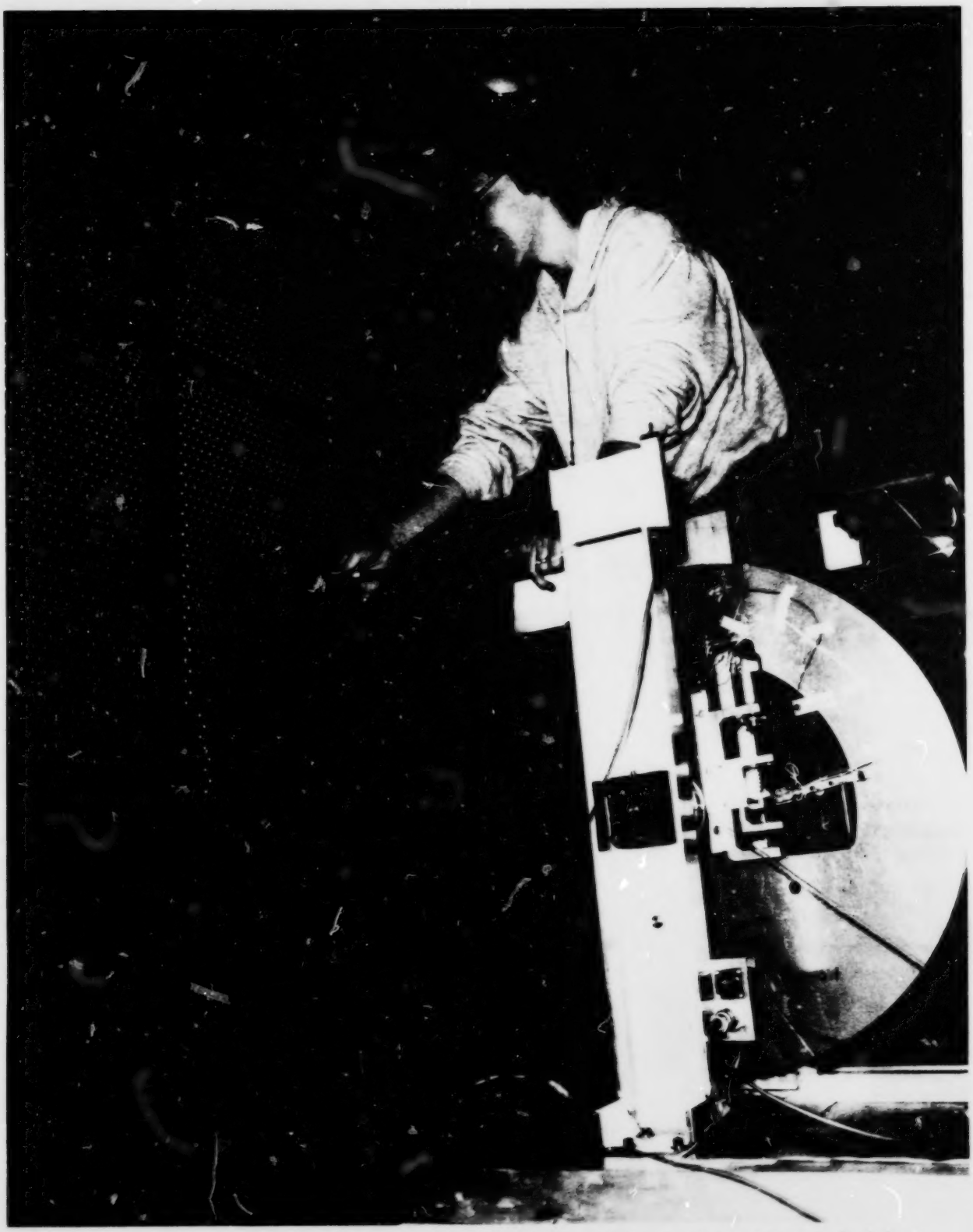
Pays	1983	1984	1985	Moyenne 1983-1985
		(pour cent)		
Iran	14,5	12,6	11,7	13,0
Brésil	7,8	10,9	13,5	10,7
Turquie	5,1	12,5	11,8	9,8
Suède	11,0	8,3	9,0	9,1
Chine	7,2	7,6	8,0	7,6
Finlande	7,4	7,8	7,0	7,4
Inde	7,4	9,8	2,8	6,7
Canada	4,3	7,1	5,3	5,6
Norvège	6,7	5,0	4,8	5,5
Argentine	7,9	4,5	3,5	5,3
Afrique du Sud	2,7	7,7	4,3	4,9
France	2,4	5,2	7,2	4,9
Japon	6,0	5,0	3,4	4,8
Mexique	2,1	5,8	6,1	4,7
Pologne	5,9	6,1	2,2	4,7
Belgique	4,2	4,8	3,7	4,2
URSS	3,6	5,2	3,6	4,1
Suisse	2,6	4,7	3,6	3,6
États-Unis	3,1	5,9	1,4	3,5
Espagne	2,0	4,7	3,5	3,4
Allemagne de l'Ouest	2,2	4,6	3,4	3,4
Allemagne de l'Est	2,1	3,5	3,5	3,0
Nigéria	2,9	0,1	5,6	2,9
Italie	0,1	5,7	2,9	2,9
Royaume-Uni	1,5	1,8	2,8	2,0
Total mondial	4,1	5,1	3,0	4,1

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 2.5. Comparaison internationale de la consommation d'électricité par point du P.I.B. (intensité)

Pays	1975	1980	1985
		(kW.h/$ US 1980)	
Canada	1,23	1,29	1,36
États-Unis	0,76	0,78	0,76
Grèce	0,50	0,58	0,56
Irlande	0,50	0,57	0,55
Italie	0,46	0,48	0,48
Royaume-Uni	0,55	0,53	0,47
Japon	0,57	0,55	0,47
Belgique	0,40	0,43	0,45
France	0,33	0,40	0,44
Allemagne de l'Ouest	0,45	0,46	0,40
Pays-Bas	0,36	0,38	0,39
Danemark	0,33	0,39	0,37

Source: Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.



Durant la construction de la centrale nucléaire Bruce B, un employé d'Ontario Hydro examine un échangeur de chaleur du circuit d'eau lourde.

Cadre réglementaire

RÉGLEMENTATION FÉDÉRALE

Pouvoirs constitutionnels

En vertu de la constitution canadienne, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont principalement du ressort des provinces. Le gouvernement central voit uniquement au commerce international et interprovincial ainsi qu'à l'énergie nucléaire. Aux termes de l'article 91.2 de la Loi constitutionnelle, il dispose d'ailleurs de pouvoirs étendus en matière de commerce. Quant à l'énergie nucléaire, il peut, en conformité avec l'article 91, réglementer les questions qui touchent plus d'une province.

Le droit de propriété provincial de la plupart des ressources énergétiques est conféré par l'article 109 de la Loi constitutionnelle, lui-même complété par l'article 92A, en vertu duquel les assemblées législatives légifèrent le pouvoir d'aménager, de conserver et de gérer les sites et les installations situés à l'intérieur de leur province en vue de produire de l'énergie électrique. Aux termes de l'article 92A adopté en 1982, les provinces sont également habilitées à légiférer les ventes interprovinciales d'électricité, du moment que les mesures visées n'entrent pas en conflit avec les droits et responsabilités du gouvernement du Canada.

Office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie (ONE) a été créé en 1959, en vertu d'une loi qui lui confère le pouvoir et le mandat de conseiller le gouvernement central en matière de mise en valeur et d'utilisation des ressources énergétiques. L'Office réglemente également certaines questions concernant le pétrole, le gaz naturel et l'électricité. Dans ce dernier domaine, la compétence judiciaire de l'Office s'étend uniquement à la délivrance de permis d'exportation et de certificats relatifs à l'exploitation des lignes de transport internationales et de certaines lignes de transport interprovinciales. Par contre, l'Office n'a aucun droit de regard sur les importations d'électricité.

La partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* prévoit la réglementation fédérale du transport international. L'Office peut autoriser, sans audience publique, la construction et l'exploitation de lignes de transport internationales dont la puissance n'excède pas 50 kilovolts. Lorsqu'il est saisi d'une demande de certificat pour l'exploitation d'une ligne internationale, l'Office détermine si une telle exploitation est conforme à l'intérêt public. À cette fin, il doit tenir compte: i) de la disponibilité d'électricité exportable; ii) de l'existence de marchés; iii) de la rentabilité du projet; iv) de l'aspect financier et de la question de la participation canadienne; et v) de toute autre question pertinente. Cet examen comprend des audiences publiques. Les demandes acceptées par l'ONE doivent être ratifiées par le gouverneur en conseil.

Ce dernier peut, par décret, assujettir une ligne interprovinciale précise à la réglementation visant les lignes internationales. Lorsque l'énergie provenant d'une province ne fait que passer dans le réseau d'une autre province, la réglementation fédérale ne s'applique pas.

La partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* prévoit la réglementation des exportations d'énergie électrique. Les licences d'exportation délivrées par l'Office comportent des modalités auxquelles les titulaires doivent se plier. En vertu de la Loi, une licence a une durée d'au plus 25 ans. Lorsqu'il examine une demande de licence d'exportation, l'Office doit tenir compte de tous les facteurs qui se rapportent à l'intérêt public. En particulier, l'Office doit s'assurer: i) que la quantité d'énergie électrique destinée à l'exportation est en sus des besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens et ii) que les prix proposés sont équitables et acceptables.

En ce qui a trait aux prix à l'exportation, l'Office s'est fixé trois lignes directrices: i) ces prix doivent permettre de récupérer une partie convenable des frais engagés au Canada; ii) ils ne doivent pas être inférieurs à ce qu'il en coûte aux Canadiens pour obtenir un service équivalent dans des régions connexes et iii) ces prix ne doivent pas être en deçà du coût de l'option la moins chère dont disposait l'importateur.

Avant de délivrer des licences d'exportation, l'Office tient habituellement une audience publique. Toutefois, lorsque les quantités exportées sont petites (n'excédant pas 50 mégawatts et 250 gigawattheures par année) ou qu'elles sont justifiées par une situation d'urgence, l'Office peut passer des ''décrets'' autorisant l'exportation sans audience publique.

La Commission de contrôle de l'énergie atomique

Dès la fin de la Seconde Guerre mondiale, le Canada cherchait des moyens d'encourager l'atome civil tout en prévenant l'armement nucléaire. C'est dans cet esprit que fut adoptée la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique*, en 1946.

Elle conférait au gouvernement du Canada tous les pouvoirs en matière d'exploitation et d'utilisation de l'énergie nucléaire et constituait la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA). Celle-ci, composée de cinq membres, voit à l'application et à l'exécution de la Loi; elle régit l'utilisation de substances radioactives de même que toute activité mettant en jeu de l'énergie nucléaire. Elle réglemente en outre tous les aspects qui touchent la santé, la sécurité, la sûreté et l'environnement. La CCEA rend compte de ses activités devant le Parlement, par

l'entremise du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

La principale fonction de la Commission consiste à autoriser les installations nucléaires et toute activité reliée à l'utilisation de substances et d'équipement réglementés. Les installations nucléaires comprennent les réacteurs de puissance et de recherche, les mines et les raffineries d'uranium, les usines de fabrication de combustible et d'eau lourde, les cimetières et usines de traitement de déchets et les accélérateurs de particules. Sont inclus dans la catégorie des substances contrôlées l'uranium, le thorium, l'eau lourde et les radio-isotopes. Par ailleurs, la production, la transformation, la vente, l'utilisation, l'importation et l'exportation de ces substances sont susceptibles de faire l'objet d'une autorisation. Avant de délivrer un permis, la Commission s'assure que les normes appropriées de santé, de sûreté et de sécurité sont respectées.

Les pouvoirs de la Commission s'étendent également à la sécurité internationale en matière de technologie et de substances nucléaires. La délivrance de licences permet de veiller à ce que les exportations d'équipements et d'approvisionnements nucléaires ne contreviennent pas aux obligations du Canada aux termes du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires.

Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement

En décembre 1973, le Cabinet instituait le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (PEEE), en vue de s'assurer que les répercussions environnementales de tous les projets fédéraux sont évaluées et ce, dès le stade de la planification. Sont visés tous les projets entrepris par des organismes fédéraux, ou encore tout projet dans lequel des sommes gouvernementales sont injectées ou qui met en cause une propriété fédérale. Les sociétés d'État ne sont pas liées par la décision du Cabinet, mais elles sont invitées à s'y soumettre.

Il incombe donc aux ministères fédéraux d'évaluer leurs propres projets et d'effectuer un examen initial afin de déterminer s'ils auront des répercussions environnementales notables. Si l'on ne prévoit aucune incidence néfaste, le projet peut être mis en oeuvre, sous réserve d'une surveillance adéquate par le ministère responsable.

Autrement, un processus d'examen officiel est mis en branle par une commission d'évaluation environnementale, créée par le ministre de l'Environnement. Le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales assiste la commission dans ses travaux. Celle-ci exige habituellement que l'organisme parrainant le projet rédige un Énoncé des incidences environnementales. Si le ministre de l'Environnement et le ministre responsable du projet y consentent, la commission peut étendre son champ d'étude aux répercussions socio-économiques en général et à l'à-propos du projet.

Les interventions publiques font partie intégrante du processus d'évaluation. Ainsi, toute personne ou tout organisme qui s'intéresse au projet peut faire valoir son point de vue devant la commission.

Après avoir évalué tous les renseignements obtenus et une fois les délibérations terminées, la commission rédige un rapport dans lequel elle fait état de ses travaux et de ses recommandations. Elle peut proposer l'annulation ou la mise en oeuvre d'un projet, parfois sous réserve de certaines conditions. Les recommandations sont présentées au ministre de l'Environnement et au ministre responsable du projet, qui doivent déterminer à qui elles s'adressent, dans quelle mesure elles doivent être incorporées aux modalités d'exécution du projet et de quelle façon les rendre publiques. S'ils ne peuvent se mettre d'accord, les ministres peuvent saisir le Cabinet de la question.

RÉGLEMENTATION PROVINCIALE

Rappelons qu'en vertu de la Constitution, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont du ressort des provinces. La plupart de celles-ci, d'ailleurs, ont adopté des règlements à ces égards. Nombre d'entre elles ont créé des organismes investis d'un pouvoir réglementaire de surveillance des services publics d'électricité; toutefois, la rigueur de leur mandat varie d'une province à l'autre. Les grandes questions les plus susceptibles d'être soumises à un examen sont la tarification et la construction de nouvelles centrales. Toutes les provinces exigent, pour chaque projet, une étude de son incidence environnementale.

Terre-Neuve

La Newfoundland Light & Power Company (NLPC) et la Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) sont responsables devant la Newfoundland Board of Commissioners of Public Utilities. Cette commission réglemente dans leur totalité les tarifs et les programmes de la NLPC. Depuis 1977, en vertu de l'*Electric Power Control Act*, son autorité s'étend aux tarifs de la NLH, sans comprendre, toutefois, les ventes aux filiales ou aux clients industriels. Elle présente des recommandations concernant les tarifs au conseil des ministres de Terre-Neuve qui, en dernière instance, tranche la question.

Île-du-Prince-Édouard

La Maritime Electric Company Limited est assujettie aux règlements de la Public Utilities Commission of Prince Edward

Island, en vertu des dispositions de l'*Electric Power and Telephone Act*. Cette commission détermine les tarifs imposés dans la province.

Nouvelle-Écosse

Avant 1976, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse dictait lui-même les tarifs et les programmes des services publics de la province. Depuis lors, le Board of Commissioners of Public Utilities qui, conformément à la *Public Utilities Act*, détient tous les pouvoirs décisionnaires, assume la relève.

Nouveau-Brunswick

Société d'État, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie Nouveau-Brunswick) fait rapport au gouvernement provincial par l'entremise de son président, qui est également membre du conseil des ministres. Les tarifs et l'exploitation sont réglementés par une commission de neuf membres établie par le lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick. Le président et le vice-président du service public en sont membres. Ses recommandations sont adressées au conseil des ministres, qui tranche en matière de réglementation. Chaque année, un comité de l'assemblée législative chargé des sociétés publiques passe en revue les tarifs d'électricité et les activités liées à l'exploitation.

Québec

Au Québec, les tarifs sont fixés par Hydro-Québec, sous réserve de l'approbation du conseil des ministres. Un conseil d'administration formé de dix-sept membres veille à l'exploitation. Relevant du ministère de l'Énergie et des Ressources, la Régie de l'électricité et du gaz réglemente les vingt-trois producteurs et distributeurs d'électricité indépendants, industriels et municipaux.

Ontario

Société publique appartenant à la province, Ontario Hydro fait rapport au gouvernement provincial par l'entremise du ministre de l'Énergie. La gestion de la société relève du conseil d'administration. Les changements de tarifs proposés sont adressés à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, pour être évalués lors d'audiences publiques. Toutefois, le conseil d'administration de la société publique est habilité à fixer les tarifs et peut accepter ou rejeter les recommandations formulées par la CEO.

En ce qui a trait à l'expansion des installations de production et de transport, Ontario Hydro est régie par une Commission d'enquête conjointe. La commission regroupe des membres de la Commission des évaluations environnementales et des membres de la Commission des affaires municipales de l'Ontario.

Manitoba

En vertu de la *Loi sur Hydro-Manitoba*, les tarifs sont fixés par cette société, sous réserve de l'approbation de la Commission des services publics. La Commission conseille le gouvernement provincial, et c'est le lieutenant-gouverneur en conseil qui a le dernier mot en matière de tarifs et de questions liées à l'approvisionnement en électricité.

Les exportations d'électricité relèvent de la Régie de l'énergie du Manitoba. Son conseil d'administration, nommé par le gouvernement provincial, détient de vastes pouvoirs statutaires en la matière. La Régie a la responsabilité d'entreprendre des négociations, de signer les déclarations d'intention et de conclure des ententes. Véritable agence de commercialisation de l'électricité produite par Hydro-Manitoba, elle est habilitée à négocier les modalités des contrats d'exportation d'hydroélectricité.

Saskatchewan

Un conseil d'administration est responsable de la gestion et de l'exploitation de la Saskatchewan Power Corporation (SPC), société d'État. Les membres, qui sont nommés par le gouvernement provincial, relèvent du Crown Management Board de la province. Les tarifs exigés des abonnés doivent être approuvés par une commission d'examen, la Public Utilities Review Commission of Saskatchewan.

Alberta

En ce qui a trait à l'expansion des installations de production et de transport, d'une part, et aux changements apportés aux territoires desservis, d'autre part, la TransAlta Utilities Corporation, l'Alberta Power Limited et l'Edmonton Power sont sous la juridiction de la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques. Les évaluations environnementales et sociales de même que les projets d'atténuation des répercussions environnementales doivent être présentés à la Commission en même temps que les demandes de permis de construire. Il revient au gouvernement albertain d'entériner, par un arrêté en conseil, les recommandations de la Commission concernant les centrales.

Les trois services publics participent au programme de partage des coûts de l'Electric Energy Marketing Agency (EEMA), organisme créé en 1982 par le gouvernement provincial dans le but de niveler les coûts de l'énergie électrique à l'échelle de la province. Aux termes des lois régissant l'EEMA, les coûts de production et de transport de l'électricité sont réglementés par la Commission des services publics, qui approuve également les prix de

vente de l'électricité à l'EEMA. Celle-ci évalue les coûts des services publics et revend l'électricité à un prix moyen.

Colombie-Britannique

La British Columbia Utilities Commission (BCUC) supervise les activités de la BC Hydro. Sa compétence s'étend aux projets d'expansion du réseau, à son exploitation, aux transactions financières et aux barèmes tarifaires. La Cominco Limitée, qui exploite des centrales et des installations de distribution à des fins industrielles, n'y est pas assujettie. C'est la West Kootenay Power & Light Co. qui exploite et entretient les installations de la Cominco, aux termes d'un contrat de gestion. Les services assurés par la West Kootenay à ses abonnés sont réglementés par la BCUC. Les nouvelles exportations d'électricité requièrent des permis de la BCUC, suite à l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil.

Yukon et Territoires du Nord-Ouest

Société d'État relevant du gouvernement du Canada et créée en vertu de la *Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien* (CENC), cet organisme a été en 1986 le principal producteur d'électricité du Nord. La Commission doit s'autofinancer à même les recettes réalisées dans les zones tarifaires du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest. Ainsi, les tarifs imposés par les services publics doivent couvrir les frais d'intérêt et le principal des prêts consentis par le gouvernement du Canada à la Commission et les frais d'exploitation. La CENC est comptable devant le Parlement par l'entremise du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien.

En 1986, la Saskatchewan Power a poursuivi les travaux ressortissant de son programme rural d'installation de câbles souterrains. Ces derniers remplacent les lignes aériennes à 14,4 kilovolts qu'elle avait installées au cours de l'électrification des campagnes vers la fin des années 1940 et le début des années 1950.

Consommation

En 1986, la consommation d'électricité au Canada a été de 421 855 gigawattheures, soit une augmentation de 3,9 pour 100, contre 5,3 en 1985. (Entre 1947 et 1986, le taux de croissance annuel moyen a été de 6 pour 100.) Le fléchissement reflète en grande partie le ralentissement de l'économie. En 1986, le taux réel de croissance du Produit intérieur brut (PIB), étroitement lié à la demande d'électricité, a grimpé de 3,1 pour 100 seulement, contre 4,3 pour 100, l'année précédente.

La croissance ralentie est également attribuable à d'autres facteurs, dont un hiver relativement doux et la fin de la tendance à la substitution de l'électricité au mazout pour le chauffage. Cette tendance avait été amorcée en 1980, lorsque le gouvernement du Canada a lancé un programme en vertu duquel les consommateurs admissibles recevaient des subventions imposables en vue de compenser les coûts de conversion. Depuis la fin du programme, en mars 1985, la croissance de la consommation de l'électricité comme source de chauffage a baissé dans le secteur domiciliaire, bien qu'on s'attende à ce qu'elle continue de progresser. Actuellement, 28 pour 100 des ménages au Canada se chauffent à l'électricité.

Étant donné la croissance accélérée de la demande par rapport à celle du PIB, l'importance relative de l'électricité au sein de l'économie canadienne a continué de progresser en 1986. La quantité d'électricité consommée, exprimée en kilowattheures par dollar du PIB réel ($ de 1971), a été de 3,14 en 1986, contre 3,12 en 1985, 2,89 en 1980, 2,65 en 1975 et 2,58 en 1970. Entre 1970 et 1986, on a ainsi enregistré un taux de croissance de 22 pour 100.

Au tableau 4.1 figurent les taux de croissance de la consommation par province pour les années allant de 1982 à 1986. Ce taux a beaucoup varié en 1986, allant d'un gain de 13,8 pour 100 au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest à une décroissance de 0,9 pour 100 en Saskatchewan. À l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard, du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario et des Territoires, les taux de croissance de la demande étaient plus faibles en 1986 qu'en 1985.

La consommation d'électricité par province figure au tableau 4.2, qui indique également la production et les mouvements d'électricité. En 1986, le Québec se classait au premier rang à tous les chapitres : production, consommation et exportations internationales. La figure 4.1 fait état de la production et de la consommation totales et des échanges nets d'électricité.

Au tableau 4.3 figure la consommation d'électricité par secteur pour les années 1982 à 1986. En 1986, le secteur industriel vient au premier rang avec 51 pour 100 de la consommation totale, suivi du secteur résidentiel, (25 pour 100), du secteur commercial (22 pour 100) et du secteur agricole (2 pour 100).

Au tableau 4.4, on retrouve le taux de croissance de la demande par secteur pour les années 1982-1986. Au cours des cinq dernières années, le taux de croissance moyen a été de 4,2 pour 100 dans les secteurs industriel et agricole et de 4,1 pour 100 dans les secteurs résidentiel et commercial.

Consommation par habitant

Au tableau 4.5 figurent les taux de

Tableau 4.1. Taux de croissance provinciaux de la consommation d'électricité, 1982-1986

	1982	1983	1984	1985	1986
			(pour cent)		
Terre-Neuve	- 1,2	4,3	5,7	3,1	1,7
Île-du-Prince-Édouard	1,9	3,7	2,0	6,5	7,8
Nouvelle-Écosse	- 1,5	2,0	7,0	5,8	3,8
Nouveau-Brunswick	- 3,4	8,4	12,3	1,0	11,6
Québec	- 2,2	3,6	10,6	6,9	5,1
Ontario	- 1,2	5,2	5,5	3,4	3,7
Manitoba	6,7	3,6	2,9	4,2	2,4
Saskatchewan	2,0	5,4	10,1	2,0	- 0,9
Alberta	12,7	6,9	6,9	7,0	4,1
Colombie-Britannique	1,6	1,2	1,9	7,4	0,9
Yukon/T.N.-O.	-11,1	-17,4	9,5	2,5	13,8
Canada	0,1	4,2	7,1	5,3	3,9

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 4.2. Consommation et production d'électricité par province, 1986

Province	Production	Destination des exportations		Provenance des importations		Consommation
		Provinces	États-Unis*	Provinces	États-Unis*	
			(GW.h)			
T.-N.	40 407	30 695	0	0	0	9 712
Î.-P.-É.	12	0	0	610	0	622
N.-É.	7 411	71	0	620	0	7 960
N.-B.	12 192	1 230	7 008	7 275	424	11 653
Qc	145 260	14 496	12 674	30 712	35	151 837
Ont.	125 225	22	7 957	8 027	1 693	126 966
Man.	24 052	1 946	6 989	1 081	12	16 210
Sask.	11 913	1 076	151	1 211	64	11 961
Alb.	34 716	617	0	553	3	34 655
C.-B.	50 772	553	4 156	617	2 727	49 407
Yuk./T.N.-O.	872	0	0	0	0	872
Canada	455 832	50 706	38 935	50 706	4 958	421 855

* *Échanges compris.*

Source: Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 4.3. Consommation totale d'électricité par secteur au Canada, 1982-1986

	1982	1983	1984	1985	1986
			(TW.h)		
Résidentiel	87,5	90,4	97,3	102,4	106,3
Agricole	8,0	8,3	8,9	9,4	9,8
Commercial	75,4	78,6	84,3	88,7	92,2
Industriel	174,0	182,5	195,0	205,5	213,6
Total	345,1	359,8	385,5	406,1	421,9

Source: Guide statistique sur l'énergie, avril 1987. Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 4.4. Taux de croissance de la consommation d'énergie par secteur, 1982-1986

	1982	1983	1984	1985	1986
			(pour cent)		
Résidentiel	0,7	3,3	7,6	5,2	3,8
Agricole	0,0	3,8	7,2	5,6	4,3
Commercial	0,0	4,2	7,3	5,2	3,9
Industriel	-0,2	4,9	6,9	5,4	3,9
Total	0,1	4,2	7,1	5,3	3,9

Source: Guide statistique sur l'énergie, avril 1987. Énergie, Mines et Ressources Canada.

Figure 4.1. Production d'électricité, consommation et échanges nets, 1986 (en GW.h)

P: Production
C: Consommation
E: Exportations nettes
I: Importations nettes

consommation par habitant pour toutes les provinces en 1986 : les Québécois devancent tous les autres, avec 22 911 kilowattheures, et les habitants de l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) sont derniers, avec 4 856 kilowattheures par tête. Le taux du Québec était de 38 pour 100 supérieur à la moyenne nationale et celui de l'Î.-P.-É., de 70 pour 100 inférieur. En 1986, le Québec, la Colombie-Britannique et Terre-Neuve sont les seules provinces à afficher des taux supérieurs à la moyenne.

Électricité: demande primaire et demande secondaire

L'électricité répond à une part importante de la demande primaire et secondaire d'énergie au Canada. Aux fins du présent rapport, la demande primaire d'énergie est la quantité d'énergie à la disposition du consommateur, plus les pertes subies au cours de la conversion et l'énergie utilisée par le fournisseur. On tient compte, notamment, des pertes subies au cours du raffinage des produits pétroliers ou de celles qui sont attribuables à l'inefficacité, thermique ou mécanique, de la conversion de combustibles fossiles (charbon, mazout, gaz naturel) en énergie thermique destinée à la production d'électricité. À la figure 4.2, on retrouve la demande primaire intérieure par source pour 1986.

La demande secondaire est l'énergie disponible, sous sa forme finale, utilisée par le consommateur. L'électricité intervient moins pour l'énergie secondaire que pour l'énergie primaire. À la figure 4.3, on retrouve la répartition (exprimée en pourcentage) de la demande secondaire d'énergie par source en 1986: l'électricité représentait 23 pour 100 du total; le pétrole, 41 pour 100 et le gaz naturel, 26 pour 100.

Demande de pointe

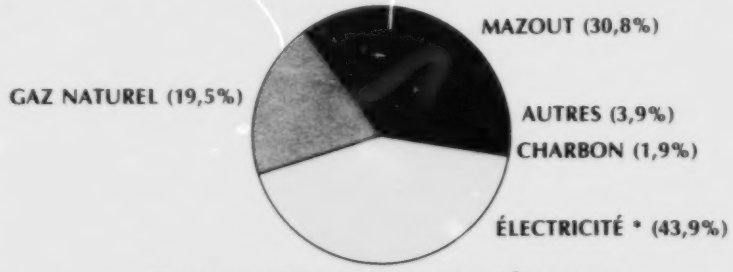
En 1986, la demande de pointe est passée de 72 145 mégawatts en

Tableau 4.5. Provinces: consommation d'électricité par habitant, 1986

Province	Consommation par habitant (kW.h)	Canada par habitant = 100
Québec	22 911	138
Colombie-Britannique	17 003	103
Terre-Neuve	16 739	102
Nouveau-Brunswick	16 160	98
Manitoba	15 034	91
Alberta	14 504	88
Ontario	13 828	84
Yukon et T.N.-O.	11 816	72
Saskatchewan	11 714	71
Nouvelle-Écosse	8 996	55
Île-du-Prince-Édouard	4 856	30
Canada	16 485	100

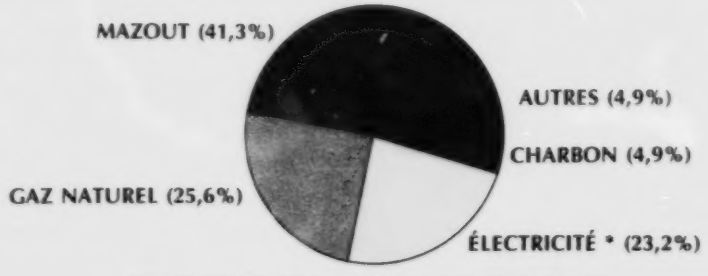
Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Figure 4.2. Demande primaire d'énergie au Canada, 1986



CONSOMMATION TOTALE: 9 956 PÉTAJOULES
*Taux de conversion: 10,5 mégajoules par kilowattheure

Figure 4.3. Demande secondaire d'énergie au Canada, 1986



CONSOMMATION TOTALE: 6 087 PÉTAJOULES
*Taux de conversion: 3,5 mégajoules par kilowattheure

Tableau 4.6. Demande de pointe au Canada*

	1985	1986	Taux de croissance annuel moyen 1985-1986	1960-1986
	(MW)		(pour cent)	
Terre-Neuve	1 573	1 655	5,2	7,4
Île-du-Prince-Édouard	107	112	4,7	6,7
Nouvelle-Écosse	1 380	1 504	9,0	5,7
Nouveau-Brunswick	1 957	2 260	15,5	7,5
Québec	26 284	26 443	0,6	5,5
Ontario	21 533	21 911	1,8	4,8
Manitoba	2 985	3 004	0,6	5,6
Saskatchewan	2 197	2 179	- 0,8	5,8
Alberta	5 388	5 319	- 1,3	8,0
Colombie-Britannique	8 592	8 921	3,8	5,7
Yukon/T.N.-O.	149	162	8,7	6,2
Canada	72 145	73 470	1,8	5,7

** Demande de pointe ferme et demande de pointe.*

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

1985 à 73 470 mégawatts en 1986, soit un taux de croissance de 1,8 pour 100. L'augmentation a donc reculé par rapport à 1985 (4,8 pour 100) et représente un net inversement de la hausse moyenne de 5,7 pour 100 enregistrée entre 1960 et 1986.

Étant donné la forte croissance économique du Nouveau-Brunswick, la demande de pointe y a augmenté de 15,5 pour 100 en 1986. L'Alberta et la Saskatchewan ont été les seules provinces à afficher une demande de pointe en régression. Au tableau 4.6 figure la demande de pointe par province pour les années 1985 et 1986 et pour la période allant de 1960 à 1986.

Facteur de charge

Le facteur de charge est le rapport entre la demande moyenne et la demande de pointe, toutes deux exprimées en mégawatts. (La demande moyenne est égale à la consommation annuelle d'énergie divisée par 8 760, soit le nombre d'heures dans une année.) En 1986, le facteur de charge pour l'ensemble du Canada était de 65,6 pour 100, contre 64,3 pour 100, l'année précédente. À ce chapitre, Terre-Neuve, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et la Colombie-Britannique affichaient des baisses, ce qui indique que leur demande de pointe croissait plus vite que leur consommation.

Tableau 4.7. Facteur de charge au Canada

	1985	1986
	(pour cent)	
Terre-Neuve	69,3	67,0
Île-du-Prince-Édouard	61,6	63,4
Nouvelle-Écosse	63,4	60,3
Nouveau-Brunswick	60,9	58,9
Québec	62,8	65,5
Ontario	64,9	66,2
Manitoba	60,6	61,6
Saskatchewan	62,7	62,7
Alberta	70,5	74,4
Colombie-Britannique	65,1	63,2
Yukon/T.N.-O.	58,7	61,5
Canada	64,3	65,6

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Production

Au taux de croissance de 2,1 pour 100 en 1986, la production d'électricité a atteint 455 832 gigawattheures, dont 421 855 gigawattheures ont été consommés au Canada et le reste, exportés. Au tableau 5.1 figurent les sources de production, alors que la figure 5.1 présente les principales centrales de chaque province.

En 1986, l'électricité d'origine hydraulique a connu un taux de croissance de 2,3 pour 100, maintenant à 67 pour 100 sa part de la production totale. La production au mazout a régressé de 8,6 pour 100, contre 3,9 pour 100, l'année précédente; en 1986, elle représentait 18 pour 100 de la production totale, soit une baisse de 2 pour 100 par rapport à 1985. La production d'électricité à partir de charbon est passée de 79 460 gigawattheures, en 1985, à 73 116 gigawattheures, en 1986, soit une baisse de 8 pour 100. En Ontario, l'apport des centrales au charbon a chuté de 6 000 gigawattheures, principalement en raison de l'entrée en service de nouvelles centrales nucléaires.

Bien que le cours pétrolier ait accusé une forte baisse en 1986, la part des centrales au mazout dans la production totale a chuté de 29 pour 100, passant de 7 166 gigawattheures en 1985 à 5 110 gigawattheures, en 1986. Celle des centrales au gaz naturel s'est accrue de 40 pour 100 : 2 731 gigawattheures en 1986, contre 1 955 gigawattheures l'année précédente. Quant à la production d'origine nucléaire, elle est passée de 57 095 gigawattheures en 1985 à 67 232 gigawattheures en 1986, soit une hausse de 17,8 pour 100.

Au tableau 5.2 figurent la production d'électricité par province pour les années 1985 et 1986 ainsi que son taux de croissance d'une année à l'autre et durant la période 1960-1986. Le Québec, premier producteur en 1986, affichait 33 pour 100 du total; l'Ontario occupait le deuxième rang, avec 28 pour 100, suivi de la Colombie-Britannique, avec 11 pour 100. La production de cette dernière a marqué un recul de 14 pour 100 en 1986, surtout à cause d'une diminution importante de ses exportations vers les États-Unis. Le léger fléchissement de la production à Terre-Neuve est le fait d'un ralentissement à la centrale de Churchill Falls (Labrador).

L'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) est la seule province à afficher une perte de croissance pour la période allant de 1960 à 1986. Elle possède des centrales au mazout de taille relativement faible et dispendieuses. En 1977, une interconnexion lui permettant d'acheter de l'énergie d'économie du Nouveau-Brunswick a été mise en service. Pour tenter de stabiliser davantage ses coûts, l'Î.-P.-É. a acquis, en 1981, une participation de 10 pour 100 dans la centrale mixte d'une capacité de 200 mégawatts (mazout/charbon) de Dalhousie (N.-B.). Grâce à ces deux mesures (interconnexion et propriété conjointe), l'Î.-P.-É. a eu moins recours à ses propres centrales au mazout.

On trouvera au tableau 5.3 une ventilation de la production d'électricité par source pour les provinces et les territoires, alors que la figure 5.2 la présente par région. À Terre-Neuve, au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique, plus de 96 pour 100 de la production étaient d'origine hydraulique en 1986. Les centrales au charbon ont fourni environ 92 pour 100 de la production totale de l'Alberta. Elles ont également occupé une place prépondérante en Nouvelle-Écosse et en Saskatchewan, ayant généré respectivement 78 pour 100 et 68 pour 100 de la production totale.

L'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick sont les seules provinces à posséder des centrales nucléaires. En 1986, le facteur de pénétration de l'électricité d'origine nucléaire était de 47 pour 100 en Ontario, de 43 pour 100 au Nouveau-Brunswick et de 3 pour 100 au Québec. Le gaz naturel, lui, est surtout utilisé par des industries qui s'auto-alimentent. À l'exception de Terre-Neuve, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, les centrales au mazout fonctionnent surtout comme groupes de pointe.

Tableau 5.1. Sources de production d'électricité

Sources	1985	1986	Taux de croissance annuel moyen 1985-1986	Taux de croissance annuel moyen 1960-1986
	(GW.h)		(%)	
Hydraulique	300 737 (67%)	307 643 (67%)	2,3	4,2
Thermique	88 581 (20%)	80 957 (18%)	- 8,6	9,2
Nucléaire	57 095 (13%)	67 232 (15%)	17,8	35,2*
Total	446 413 (100%)	455 832 (100%)	2,1	5,5

** La production d'origine nucléaire a été calculée pour la période 1965-1986.*

Source: Statistique Canada.

Figure 5.1. Répartition par province des principales centrales, 1986 (en MW)

Consommation de combustible en 1986

La production d'électricité d'origine nucléaire et thermique classique était de 148 189 gigawatt-heures en 1986, l'équivalent d'environ 33 pour 100 de la production totale. Les combustibles requis pour cette production représentaient l'équivalent de 267 millions de barils de pétrole. Au tableau 5.4 figure la ventilation de l'utilisation de combustibles par les principaux services publics de chaque province. L'Ontario occupe le premier rang, affichant environ 53 pour 100 de la consommation totale. Il est suivi de l'Alberta (23 pour 100) et de la Saskatchewan (9 pour 100).

Si le Nouveau-Brunswick est toujours le premier consommateur de mazout, c'est en partie à cause de son contrat avec la Maine Electric Power Company (MEPCo), aux termes duquel l'Énergie Nouveau-Brunswick exporte de l'énergie garantie de sa centrale au mazout de Coleson Cove.

Tableau 5.2. Production d'électricité par province

	1985	1986	Taux de croissance annuel moyen 1985-1986	Taux de croissance annuel moyen 1960-1986
	(GW.h)		(pour cent)	
Terre-Neuve	41 387	40 407	-2,4	13,6
Île-du-Prince-Édouard	2	12	500,0	-7,0
Nouvelle-Écosse	7 511	7 411	-1,3	5,6
Nouveau-Brunswick	11 422	12 192	6,7	7,8
Québec	136 727	148 260	8,4	4,3
Ontario	121 661	125 225	2,9	5,0
Manitoba	22 742	24 052	5,8	7,3
Saskatchewan	11 816	11 913	0,8	6,6
Alberta	33 253	34 716	4,4	9,3
Colombie-Britannique	59 126	50 772	-14,1	5,3
Yukon/T.N.-O.	766	872	13,8	6,6
Canada	446 413	455 832	2,1	5,5

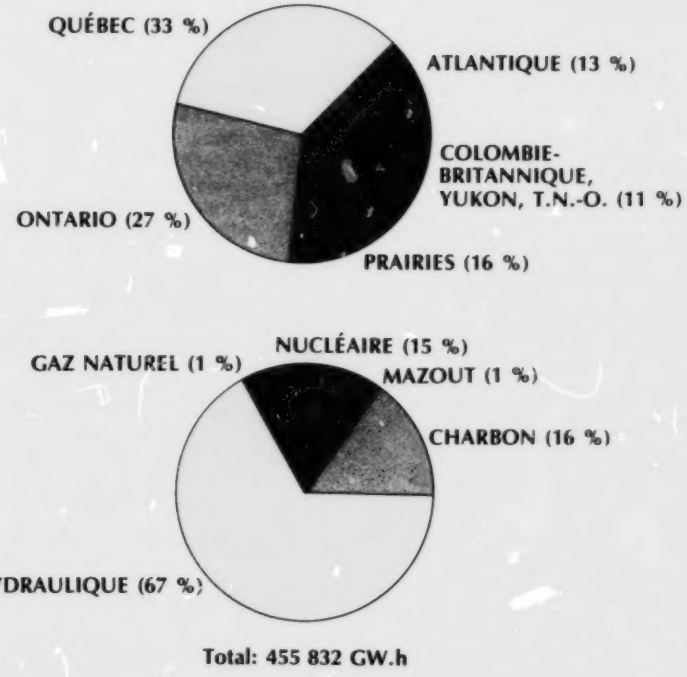
Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 5.3. Production d'électricité par source, 1986

	Charbon	Mazout	Gaz naturel	Nucléaire	Hydraulique	Total
			(GW.h)			
Terre-Neuve	0	1 278	0	0	39 129	40 407
Île-du-Prince-Édouard	0	12	0	0	0	12
Nouvelle-Écosse	5 748	662	0	0	1 001	7 411
Nouveau-Brunswick	1 365	2 454	0	5 227	3 146	12 192
Québec	0	140	0	3 792	144 328	148 260
Ontario	25 950	12	0	58 213	41 050	125 225
Manitoba	163	37	12	0	23 840	24 052
Saskatchewan	8 106	7	36	0	3 764	11 913
Alberta	31 784	18	1 114	0	1 800	34 716
Colombie-Britannique	0	280	1 569	0	48 923	50 772
Yukon	0	22	0	0	315	337
Territoires du Nord-Ouest	0	188	0	0	347	535
Canada	73 116	5 110	2 731	67 232	307 643	455 832

Source: Énergie, Mines et Resources Canada.

Figure 5.2. Production par région et par source d'énergie, 1986



Total: 455 832 GW.h

L'Alberta est la première province consommatrice de charbon destiné à la production d'électricité, absorbant 47 pour 100 du charbon utilisé à cette fin.

Par rapport à l'année précédente, les sources de production d'électricité ont beaucoup changé en 1986. La consommation de charbon recule de 39 millions de tonnes en 1985 à près de 38 millions de tonnes en 1986, un fléchissement surtout attribuable à une chute de 27 pour 100 des exportations d'électricité de l'Ontario. En 1986, environ 89 pour 100 de celles-ci provenaient de centrales au charbon, contre 96 pour 100 l'année précédente. L'utilisation de mazout est également en perte de vitesse, passant de 10,2 millions de barils en 1985 à 9,4 millions de barils en 1986. Terre-Neuve a joué un rôle important dans ce recul, l'énergie hydro-électrique ayant remplacé une partie de sa charge de base d'origine thermique (mazout). La consommation d'uranium est à la hausse depuis l'entrée en service, en Ontario, des unités 7 et 8 des centrales nucléaires de Bruce et de

Tableau 5.4. Combustibles fossiles: consommation par service public, 1986

Province	Charbon (kt)	Mazout (m^3)	Gaz naturel ($10^6 m^3$)	Uranium ($10^3 g$)
Terre-Neuve	0	335 245	-	-
Île-du-Prince-Édouard	0	8 900	-	-
Nouvelle-Écosse	2 143	207 065	-	-
Nouveau-Brunswick	528	602 721	-	103 000
Québec	-	71 323	-	73 000
Ontario	10 276	20 446	-	1 110 000
Manitoba	120	4 292	15	-
Saskatchewan	6 775	17 144	46	-
Alberta	17 719	35 454	681	-
Colombie-Britannique	-	110 020	889	-
Territoires du Nord-Ouest/ Yukon	-	79 572	-	-
Canada	37 561	1 492 182	1 631	1 276 000

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Nota: 1 m^3 mazout = 6,3 barils
1 m^3 gaz = 35,5 pi^3
1 tonne = 1 000 kg

Pickering respectivement. Le gaz naturel a également fait des progrès, la plupart des gains ayant été enregistrés en Colombie-Britannique.

Les provinces situées à l'ouest du Québec ont continué à utiliser du mazout, surtout du mazout léger et du diesel, dans des turbines à gaz et des centrales diesel. Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, du diesel canadien a été utilisé pour fournir de l'électricité dans de petites agglomérations périphériques. Au Québec et dans les provinces de l'Atlantique, on utilise du mazout importé.

En 1986, environ 68 pour 100 du charbon utilisé par l'Ontario pour produire de l'électricité étaient importés des États-Unis, le reste provenant des provinces de l'Ouest. Le Manitoba était tributaire du charbon de la Saskatchewan, alors que l'Alberta, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick puisaient à même leurs ressources. La Saskatchewan dépendait essentiellement de son propre charbon, mais en achetait également de l'Alberta.

En 1986, les travaux ont avancé au chantier de la centrale Limestone d'Hydro-Manitoba. Vue de l'amont, on aperçoit l'atelier d'entretien d'une hauteur de 86 mètres au-dessus du niveau de la mer, première section du projet à atteindre la hauteur prévue. A la fin de la saison de construction, plus de 170 000 mètres cubes de béton avaient été coulés au chantier.

Capacité et marges de réserve

Augmentations

En 1986, la capacité installée totale du Canada s'est accrue de 2 696 mégawatts, atteignant 98 368 mégawatts à la fin de l'année, une progression de 1,7 pour 100 par rapport à 1985. Les augmentations totales se chiffrent à 1 346 mégawatts pour les centrales nucléaires, à 970 mégawatts pour les centrales hydro-électriques et à 380 mégawatts pour les centrales au charbon, soit des hausses de 50 pour 100, de 36 pour 100 et de 14 pour 100 respectivement. Un résumé des principales additions est présenté au tableau 6.1. On trouve, au tableau A1 des annexes, la capacité installée au Canada par source de production pour la période allant de 1920 à 1986.

Le tableau 6.2 est une ventilation de la capacité installée par source principale et par province pour l'année 1986 et la figure 6.1, de la capacité installée par région et de la capacité installée par source d'énergie au Canada. La figure 6.2, elle, donne un aperçu de la progression de la capacité installée par source au Canada, pour la période allant de 1960 à 1986.

Comme le montre le tableau 6.2, l'Ontario possédait la plus importante capacité installée (31 pour 100 du total), suivi du Québec et de la Colombie-Britannique (28 et 13 pour 100 respectivement).

Même si la part de l'énergie hydraulique a diminué depuis 1960, cette source de production n'en demeure pas moins la plus importante. En 1986, la capacité installée du Canada s'est répartie de la façon suivante: source hydraulique, 58 pour 100; source thermique au charbon, 18 pour 100; source nucléaire, 11 pour 100; source thermique au mazout, 8 pour 100 et source gazière, 5 pour 100.

Au tableau 6.3, on retrouve la répartition, par province, de la capacité installée de 1985 et de 1986 ainsi qu'une comparaison du taux de croissance annuel de cette période et de celui de la période allant de 1960 à 1986. Seules les provinces du Québec, de l'Ontario et de l'Alberta ont affiché un

Tableau 6.1. Principales centrales mises en service en 1986

	Projet	Genre de centrale	Nbre d'unités	Capacité (MW)
Québec	LG-4	Hydraulique	2	885
Ontario	Bruce 7	Nucléaire	1	830
	Pickering 8	Nucléaire	1	516
Saskatchewan	Nipawin	Hydraulique	1	85
Alberta	Sheerness	Vapeur (charbon)	1	380

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 6.2. Capacité installée par source d'électricité, 1986

	Hydraulique	Charbon	Nucléaire	Mazout	Gaz naturel	Total
			(MW)			
Terre-Neuve	6 417	0	0	757	0	7 174
Île-du-Prince-Édouard	0	0	0	122	0	122
Nouvelle-Écosse	366	954	0	1 035	0	2 355
Nouveau-Brunswick	903	307	635	1 589	0	3 434
Québec	25 812	0	638	1 111	0	27 561
Ontario	7 172	9 235	9 711	2 736	1 552	30 406
Manitoba	3 641	442	0	55	4	4 142
Saskatchewan	829	1 680	0	7	304	2 820
Alberta	734	4 966	0	79	1 819	7 598
Colombie-Britannique	10 844	0	0	300	1 299	12 443
Yukon	82	0	0	41	0	123
Territoires du Nord-Ouest	49	0	0	141	0	190
Canada	56 849	17 584	10 984	7 973	4 978	98 368

Sources: Publication 57-204 de Statistique Canada; Énergie, Mines et Ressources Canada.

accroissement net de leur capacité installée en 1986, alors que la capacité de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et des Territoires a légèrement fléchi, en raison de la mise au rancart de certaines centrales. Au cours de la même année, la capacité installée des quatre provinces de l'Atlantique et du Manitoba n'a pas varié. Pour l'ensemble du Canada, le taux de croissance n'a été que de 1,7 pour 100 en 1986, contre une moyenne de 5,7 pour 100 enregistrée entre 1960 et 1986.

Capacité excédentaire

Depuis la Seconde Guerre mondiale, deux périodes distinctes marquent l'accroissement de la demande d'électricité au Canada. De 1947 à 1974, la demande a connu une augmentation rapide, affichant un taux de croissance moyen de 6,8 pour 100 par an. Après la crise du pétrole de 1973 et de 1974, ce rythme a ralenti; de 1975 à 1986, le taux de croissance moyen de la demande se stabilisait à 3,9 pour 100 par an. La consommation d'électricité a même diminué en 1975 et était stationnaire en 1982.

Ce passage d'une croissance rapide et soutenue à une croissance plus lente est à l'origine de l'excédent enregistré au niveau de la capacité de production. Au début des années 1970, des centrales étaient mises en chantier en prévision d'une augmentation rapide de la demande; on visait également à remplacer les combustibles fossiles par d'autres sources. En raison du ralentissement marqué vers la fin de la décennie, la capacité de production de certaines nouvelles centrales s'est avérée excédentaire.

La productibilité, plutôt que la capacité, détermine la capacité excédentaire. La productibilité est la charge maximale de toutes les installations d'une province (ou du pays) durant une heure de demande de pointe. Elle peut

Figure 6.1. Capacité par région et par source d'énergie, 1986

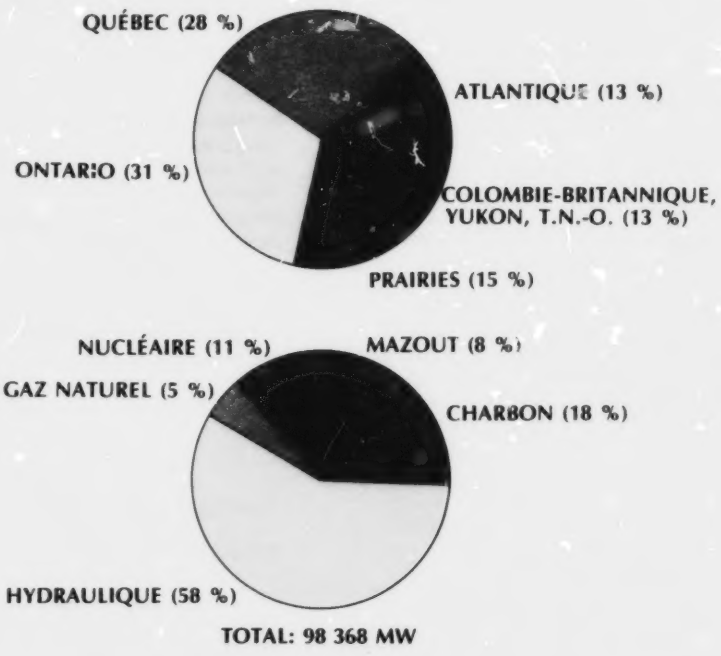
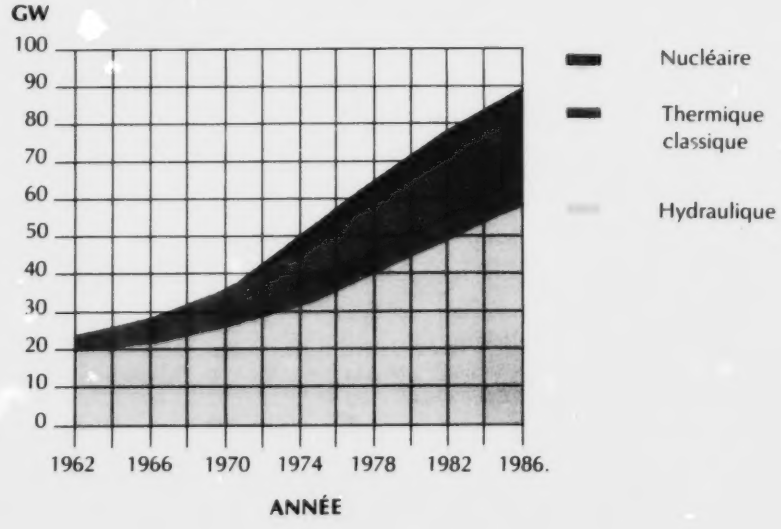


Figure 6.2. Progression de la capacité installée par source d'énergie, 1960-1986



différer de la valeur de capacité nominale affichée sur l'équipement (voir tableau 6.2).

Ces écarts peuvent être attribués à plusieurs facteurs. Signalons notamment le niveau des eaux dans les réservoirs, qui peut relever la hauteur de chute et, par conséquent, donner une production supérieure à la puissance nominale prévue au départ; l'impossibilité de coupler simultanément toutes les unités au réseau; de basses eaux, la présence de glace et du matériel peu fiable, qui peuvent entraîner une capacité de production (productibilité) inférieure au potentiel (capacité installée).

Marge de réserve actuelle

La marge de réserve d'un réseau est définie comme l'excédent de la productibilité (pour la demande intérieure) par rapport à la charge de pointe ferme (intérieure) enregistrée au cours de l'année; l'excédent est exprimé en pourcentage de cette charge de pointe ferme. Dans la colonne 3 du tableau 6.4, on retrouve la marge de réserve des dix provinces pour 1986. La Colombie-Britannique affichait la plus élevée (46 pour 100), suivie du Manitoba (40 pour 100), de la Nouvelle-Écosse (38 pour 100), de l'Île-du-

Tableau 6.3. Capacité installée par province

	1985	1986	Taux de croissance annuel moyen 1985-1986	1960-1986
	(MW)		(%)	
Terre-Neuve	7 174	7 174	0,0	12,8
Île-du-Prince Édouard	122	122	0,0	4,7
Nouvelle-Écosse	2 355	2 355	0,0	6,1
Nouveau-Brunswick	3 434	3 434	0,0	8,7
Québec	27 215	27 561	1,3	4,4
Ontario	29 395	30 406	3 4	5,7
Manitoba	4 142	4 142	0,0	5,5
Saskatchewan	2 826	2 820	-0,2	5,1
Alberta	7 220	7 598	5,2	8,5
Colombie-Britannique	12 504	12 443	-0,5	5,7
Yukon/T.N.-O.	315	313	-0,6	6,4
Canada	96 702	98 368	1,7	5,7

Source: Énergie, Mines et Ressources, Canada.

Tableau 6.4. Capacité excédentaire, 1986

	Productibilité destinée à la demande intérieure (1)	Demande de pointe intérieure (2)	Marge de réserve (3) = (1 – 2)/(2)	Capacité génératrice de réserve (4)*	Capacité excédentaire nette (5) = (3 – 4)
	(MW)			(%)	
*T.-N.***	1 779	1 362	31	17	14
Î.-P.-É.	135	100	35	15	20
N.-É.	1 871	1 352	38	20	18
N.-B.	2 987	2 228	34	20	14
Qc	31 498	26 844	17	10	7
Ont.	25 790	20 996	23	23	0
Man.	4 384	3 130	40	15	25
Sask.	2 803	2 273	23	15	8
Alb.	7 573	5 850	30	22	8
C.-B.	12 736	8 717	46	15	31
Canada***	92 618	73 154	27	17	10

* *Exprimée en pourcentage de la demande de pointe intérieure.*
** *Ne vise que l'île.*
*** *Les données comprennent la capacité de la CENC.*

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Prince-Édouard (35 pour 100) et du Nouveau-Brunswick (34 pour 100). Pour l'ensemble du pays, la marge de réserve était de 27 pour 100.

Capacité génératrice de réserve

En règle générale, un réseau prévoit une marge de capacité (exprimée en pourcentage de la charge de pointe ferme) pour l'entretien et les pannes programmés et les demandes de pointe non prévues. Cette fraction est habituellement désignée sous l'appellation de capacité génératrice de réserve. Elle varie d'un service à l'autre, en fonction des schémas de production d'un réseau donné. A la colonne 4 du tableau 6.4 figure la capacité génératrice de réserve de chaque province en 1986. Ontario Hydro avait la plus forte (23 pour 100), suivie du réseau intégré de l'Alberta (22 pour 100). Hydro-Québec est bonne dernière, avec seulement 10 pour 100.

Capacité excédentaire nette

La capacité excédentaire nette est la différence entre la marge de réserve et la capacité génératrice de réserve. À la colonne 5 du tableau 6.4 figure la capacité excédentaire nette de chaque province en 1986. Par suite d'un faible taux de croissance de la consommation, toutes les provinces ont connu un excédent, à l'exception de l'Ontario. La Colombie-Britannique venait au premier rang, comptant une capacité excédentaire de 31 pour 100, suivie du Manitoba, avec 25 pour 100, et de l'Île-du-Prince-Édouard, avec 20 pour 100. À l'échelle du Canada, la capacité excédentaire nette était de 10 pour 100, soit de 7 315 mégawatts. Le tableau 6.5 en fait une répartition sommaire, par province, pour la période allant de 1982 à 1986. Étant donné sa forte capacité génératrice de réserve, l'Ontario n'avait pas de capacité excédentaire nette au cours des cinq dernières années.

Tableau 6.5. Variations de la capacité excédentaire nette, 1982-1986

	1982	1983	1984	1985	1986
			(%)		
Terre-Neuve	22	13	15	34	14
Île-du-Prince-Édouard	16	19	15	25	20
Nouvelle-Écosse	15	23	38	18	18
Nouveau-Brunswick	28	40	38	19	14
Québec	0	18	19	10	7
Ontario	-1	-11	-11	-12	0
Manitoba	39	35	40	33	25
Saskatchewan	-3	3	-2	0	8
Alberta	14	16	19	14	8
Colombie-Britannique	26	21	32	35	31
Canada	8	9	11	9	10

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Commerce de l'électricité

Commerce international

Le commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis remonte au début du siècle. En 1901, la première ligne de transport (12 000 volts) à franchir la frontière canado-américaine était construite à Niagara Falls. L'interconnexion permettait au Canada de vendre une partie de son abondante énergie hydro-électrique aux États-Unis. Pendant la plus grande partie du siècle, les échanges d'électricité entre les deux pays s'équilibraient. Toutefois, depuis le début des années 1970, les exportations nettes vers les États-Unis ont augmenté progressivement, en quantité et en valeur. Le tableau 7.1 présente un résumé de données statistiques sur le commerce de l'électricité de 1982 à 1986.

En 1986, les exportations d'électricité vers les États-Unis (à l'exception du troc) étaient de 35 271 gigawattheures, une baisse de 15 pour 100 par rapport à l'année précédente, en grande partie attribuable à deux facteurs : la chute du cours pétrolier, qui a incité les services américains à préférer leurs centrales au mazout aux importations du Canada; et la décision de la Bonneville Power Administration (BPA) qui, au moyen d'une politique d'accès à l'interconnexion avec la Californie, a limité les exportations de la BC Hydro vers le sud de cet État. En 1986, les exportations représentaient 7,7 pour 100 de la production totale du Canada, contre 9,3 pour 100, l'année précédente.

En 1986, les recettes tirées des exportations ont chuté de 24 pour 100 pour atteindre 1,086 milliard de dollars, contre 1,425 milliard de

Tableau 7.1. Commerce canado-américain de l'électricité, 1982-1986

	1982	1983	1984	1985	1986
			(GW.h)		
Exportations [a]	32 986	36 907	37 572	41 520	35 271
Importations [a]	268	211	291	221	235
Exportations nettes	32 718	36 696	37 281	41 299	35 036
Genre: [b]					
Garantie	5 829	10 218	10 852	12 305	9 756
Interruptible	27 157	26 689	26 720	29 215	25 515
Total	32 986	36 907	37 572	41 520	35 271
Source de production de l'énergie exportée: [c]					
Puissance hydraulique [d]	20 114	21 627	22 816	28 915	25 727
Charbon importé	10 315	11 704	10 582	8 245	5 389
Mazout importé	1 959	1 201	1 552	1 157	846
Charbon/mazout canadiens	502	519	711	956	825
Puissance nucléaire	96	1 856	1 911	2 247	2 484
Total	32 986	36 907	37 572	41 520	35 271
			(millions de $)		
Recettes d'exportation	1 106	1 249	1 376	1 425	1 086
Coût d'importation	5	6	10	9	9
Revenu net	1 101	1 243	1 366	1 416	1 077

(a) Troc exclu.

(b) L'"énergie garantie" est livrée sur demande, alors que les livraisons "d'énergie interruptible" peuvent, sur avis, être interrompues, d'où le besoin pour l'acheteur d'avoir une capacité d'appoint.

(c) Estimations préparées à partir de données fournies par les grands services d'électricité.

(d) Les quantités achetées au Canada par un service canadien à des fins d'exportation sont réputées d'origine hydraulique, comme le sont les exportations effectuées par certains services de moindre importance.

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

dollars, l'année précédente. En 1986, les importations d'électricité en provenance des États-Unis se chiffraient à 235 gigawattheures, soit une valeur d'environ 9 millions de dollars canadiens comme par l'année précédente.

Les ventes d'énergie interruptible ont compté pour environ 72 pour 100 des exportations en 1986 (la livraison d'énergie interruptible est fonction des excédents du service exportateur), une augmentation marginale par rapport à l'année précédente. L'hydro-électricité s'est maintenue au premier rang, représentant plus de 73 pour 100 des exportations.

Les sources d'exportation, les recettes et les recettes moyennes de 1985 et de 1986 figurent au tableau 7.2, par province. Les exportations d'électricité du Nouveau-Brunswick, du Québec et du Manitoba étaient à la hausse en 1986, alors que celles de l'Ontario, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique étaient en régression. La Colombie-Britannique accuse la plus forte baisse, ses exportations n'atteignant que 20 pour 100 de celles de 1985. La diminution s'explique par les excédents d'énergie dans les États du Nord-Ouest (contre un déficit, l'année précédente) et la réticence de la Bonneville Power Administration à laisser la BC Hydro utiliser l'interconnexion avec la Californie.

En 1986, les recettes moyennes provenant des exportations ont beaucoup varié d'une province à l'autre. Le revenu moyen le plus élevé (41,9 mils le mégawattheure) a été enregistré au Nouveau-Brunswick et le plus bas (10.1 mils le mégawattheure), en Saskatchewan. La nature des exportations, les coûts de production des services exportateurs et les solutions de rechange à la portée des importateurs sont tous des facteurs déterminants dans la valeur des exportations d'électricité.

Tel que le fait ressortir le tableau 7.2, les recettes moyennes de toutes les provinces exportatrices ont diminué en 1986. L'effondrement du cours international du pétrole, qui de 29 $ US le baril en 1985 est tombé à environ 17 $ US le baril en 1986, en est la cause principale. Rappelons que plus de 72 pour 100 des exportations d'électricité vers les États-Unis étaient de l'énergie interruptible, dont le prix de vente est en grande partie fonction des frais marginaux de production des centrales au mazout des importateurs. Ces frais de production ont en effet diminué aux États-Unis, entraînant une baisse du prix à l'exportation de l'électricité canadienne.

Le tableau 7.3 indique la part respective de l'énergie interruptible et de l'énergie garantie dans les ventes à l'étranger des six provinces exportatrices. Si les exportations d'énergie garantie représentent un peu moins de 28 pour 100 des exportations totales d'électricité canadiennes en 1986, cette proportion variait, par contre, au niveau provincial, allant de 1 pour 100 au Manitoba, à près de 42 pour 100 en Ontario. La forte proportion des exportations d'énergie garantie de cette dernière explique en partie le fait que cette province n'a connu qu'un faible recul de ses recettes moyennes à l'exportation, malgré le cours pétrolier à la baisse.

Le tableau 7.4 fournit des données sur les sources de production de l'énergie exportée en 1986. Ainsi, au Québec et en Colombie-Britannique, elle provenait exclusivement de centrales hydro-électriques. De même, la plus grande partie de l'énergie exportée par le Manitoba était d'origine hydraulique. L'énergie exportée par

Tableau 7.2. Exportations d'électricité et recettes par province, 1985-1986*

	Quantité (GW.h)			Recettes (millions $)			Recettes moyennes (mils/kW.h)		
	1985	1986	% Variation	1985	1986	% Variation	1985	1986	% Variation
N.-B.	6 130	6 652	8	332,9	278,8	-16	54,3	41,9	-23
Qc	9 585	12 640	31	332,0	378,3	13	34,6	29,9	-14
Ont.	9 329	6 757	-27	379,2	270,3	-28	40,7	40,0	-2
Man.	5 642	7 009	24	96,1	111,7	16	17,0	15,9	-7
Sask.	128	110	-13	3,2	1,1	-63	25,1	10,1	-60
C.-B.	10 706	2 103	-80	281,1	45,5	-83	26,3	21,7	-18
Canada	41 520	35 271	-15	1 424,7	1 086,0	-24	34,3	30,8	-10

** Troc exclu.*

Source: Rapport annuel de l'Office national de l'énergie.

la Saskatchewan était produite entièrement à partir du charbon de la province, tandis que les exportations de l'Ontario provenaient principalement de centrales thermiques qui utilisent du charbon importé. En Ontario, la part de l'électricité d'origine nucléaire exportée est passée de 2,5 pour 100 en 1985 à 9,1 pour 100 en 1986. Au Nouveau-Brunswick, des centrales nucléaires et à flamme (mazout et charbon) ont produit l'électricité exportée par la province; la part d'origine hydraulique provenait du Québec. Le Nouveau-Brunswick est la seule province à utiliser la charge de base de ses centrales au mazout à des fins d'exportation.

Au tableau 7.5 figure un résumé des marchés d'exportation aux États-Unis. L'État de New York a été le plus important débouché des services exportateurs canadiens, ayant absorbé 15 466 des 35 271 gigawattheures exportés en 1986, soit 44 pour 100. En outre, 48 pour 100 des recettes d'exportation, qui ont totalisé 1,086 milliard de dollars, provenaient de cet État.

Les États de la Nouvelle-Angleterre ont également constitué un marché important en 1986, ayant importé 9 840 gigawattheures du Nouveau-Brunswick, du Québec et de l'Ontario, soit 28 pour 100 des exportations totales du Canada. Le produit des ventes se chiffrait à 387 millions de dollars, l'équivalent de 36 pour 100 des recettes d'exportation totales.

Par suite de la baisse des quantités exportées, le taux de pénétration de l'électricité canadienne au regard de la demande totale des États-Unis est passé de 1,7 pour 100 en 1985 à 1,4 pour 100 en 1986. L'importance des exportations canadiennes varie, cependant, d'une région à l'autre : en 1986, leur part de la consommation totale était de 12 pour 100 dans l'État de New York, de 9 pour 100 en Nouvelle-Angleterre, de 6 pour 100

Tableau 7.3. Exportations de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1986*

	Garantie	Énergie Interruptible	Interruptible	Garantie
	(en GW.h)		(en %)	
Nouveau-Brunswick	2 422	4 230	63,6	36,4
Québec	4 125	8 515	67,4	32,6
Ontario	2 813	3 944	58,4	41,6
Manitoba	87	6 922	98,8	1,2
Saskatchewan	12	98	89,4	10,6
Colombie-Britannique	297	1 806	85,9	14,1
Canada	9 756	25 515	72,3	27,7

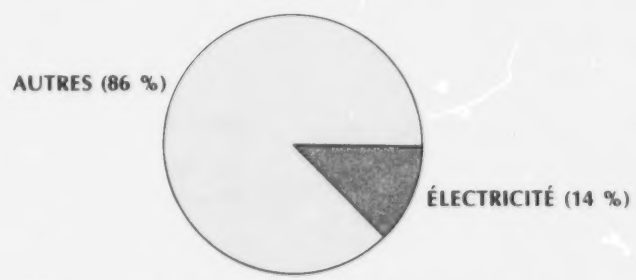
Source: Office national de l'énergie. ** À l'exclusion des échanges.*

Tableau 7.4. Sources de l'électricité exportée, 1986

	Mazout	Charbon	Énergie nucléaire	Hydro-électricité	Total
			(en %)		
Nouveau-Brunswick	13,4	11,1	26,8	48,7	100
Québec	-	-	-	100,0	100
Ontario	-	89,4	9,1	1,5	100
Manitoba	-	0,7	-	99,3	100
Saskatchewan	-	100,0	-	-	100
Colombie-Britannique	-	-	-	100,0	100
Canada	4,0	16,0	7,0	73,0	100

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Figure 7.1 Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de marchandises, 1986



Balance commerciale totale au regard des marchandises
$7,817 milliards de dollars

dans le Centre-Ouest et de 1 pour 100 en Californie.

La part des provinces dans les exportations totales du Canada figure au tableau 7.6. En 1986, le Québec se classait au premier rang, suivi du Manitoba, de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick.

Poids du commerce de l'électricité dans l'économie

L'électricité est un volet important du commerce extérieur du Canada. En 1986, les exportations totales d'électricité représentaient seulement 0,9 pour 100 des marchandises exportées, mais, comme l'indique le tableau 7.1, elles ont tout de même fait un apport de 14 pour 100 dans la balance commerciale des marchandises, qui se chiffrait à 7,817 milliards de dollars.

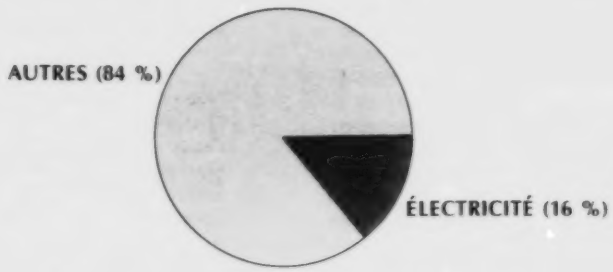
Au tableau 7.7 figure la ventilation par type du commerce des ressources énergétiques au cours de la période 1982-1986. Les exportations d'électricité représentaient environ 9 pour 100 des recettes totales provenant de ressources énergétiques, contre 16 pour 100 des recettes nettes, comme l'indique le tableau 7.2.

Commerce interprovincial

Au chapitre du commerce interprovincial, le fait saillant de l'année 1986 est le bond de 24 pour 100 dans les des ventes du Québec au Nouveau-Brunswick, celles-ci étant passées de 5 827 gigawattheures en 1985 à 7 204 gigawattheures. Le gain est dû surtout à la hausse de la demande intérieure, au Nouveau-Brunswick et à l'accroissement de ses exportations vers les États-Unis.

Pour la deuxième année consécutive, les achats d'électricité terre-neuvienne par le Québec ont régressé, passant de 31 837 gigawattheures en 1985 à 30 695 gigawattheures en 1986, soit une diminution de 4 pour 100.

Figure 7.2. Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de l'énergie, 1986



Balance commerciale totale au regard de l'énergie
$6,841 milliards de dollars

Tableau 7.5. Provinces exportatrices et marchés importateurs, 1986

Provinces exportatrices	Marchés importateurs	Quantité (MW.h)	Recettes (en milliers de $)
Nouveau-Brunswick	Massachusetts	1 853 068	127 175
	Maine	4 799 097	151 696
Québec	Maine	258	14
	Vermont	1 472 386	58 848
	Nouvelle-Angleterre	1 385 788	31 783
	New York	9 781 424	287 678
Ontario	Vermont	328 772	16 572
	New York	5 684 637	231 927
	Michigan	743 706	21 836
	Minnesota	328	9
Manitoba	Minnesota	5 737 470	89 840
	Dakota du Nord	1 271 127	21 913
Saskatchewan	Dakota du Nord	109 883	1 169
Colombie-Britannique	Alaska	317	47
	Washington	522 359	8 612
	Oregon	1 181 096	22 656
	Californie	399 447	14 251
Canada	États-Unis	35 271 163	1 086 025

Source: Office national de l'énergie.

En Ontario, deux nouveaux réacteurs nucléaires, l'unité 8 de la centrale de Pickering et l'unité 7 de la centrale de Bruce, sont entrés en service. La capacité additionnelle s'est traduite par un fléchissement de 16 pour 100 des ventes du Québec à l'Ontario : de 8 664 gigawattheures en 1985 à 7 292 gigawattheures en 1986.

Au tableau 7.8 figure un résumé des échanges interprovinciaux pour la période s'échelonnant de 1982 à 1986. On retrouve à la figure 7.3 et au tableau A5 des annexes des précisions sur la répartition par province des exportations et des importations.

Tableau 7.6. Provinces: part des exportations totales, 1982-1986

	1982	1983	1984	1985	1986
			(en %)		
Nouveau-Brunswick	9	15	15	15	19
Québec	26	28	30	23	36
Ontario	34	33	29	22	19
Manitoba	16	16	14	14	20
Colombie-Britannique	15	8	12	26	6
Canada	100	100	100	100	100

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 7.7. Commerce canadien de ressources énergétiques, 1982-1986

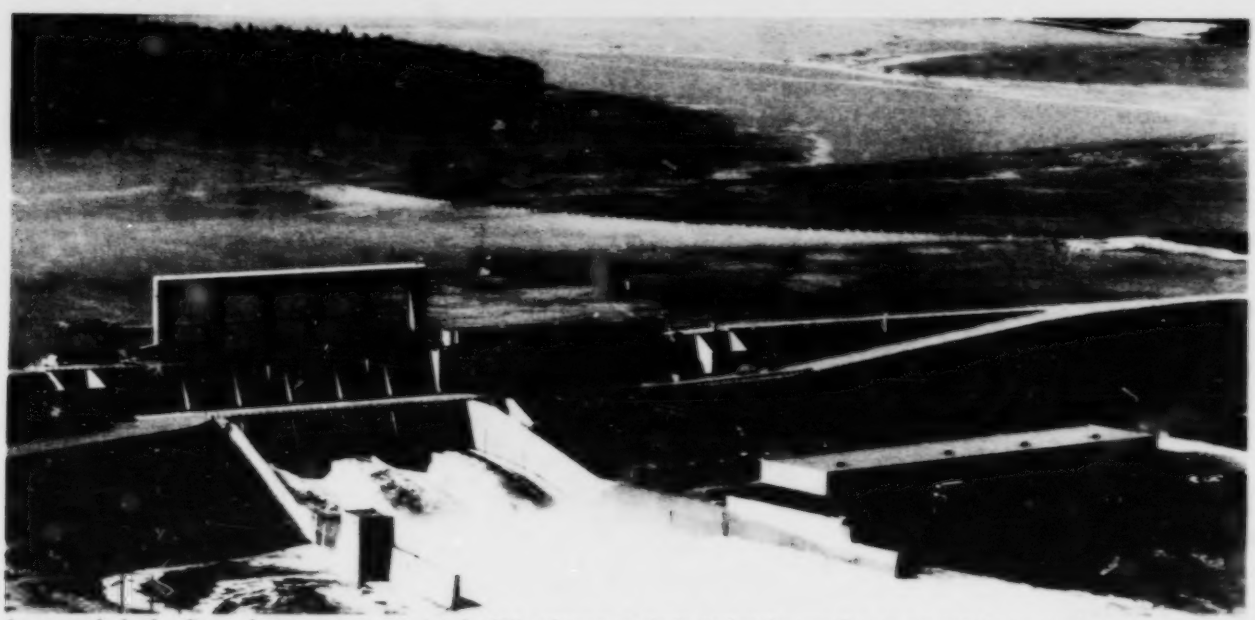
	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	Électricité	Uranium	Total
			(millions de $)			
1982						
Exportations	5 218	4 755	1 203	1 106	793	13 075
Importations	5 753	1	1 017	5	17	6 793
Balance	-535	4 754	186	1 101	776	6 282
1983						
Exportations	6 338	3 958	1 247	1 249	430	13 222
Importations	4 221	0	941	6	15	5 183
Balance	2 117	3 958	306	1 243	415	8 039
1984						
Exportations	7 580	3 886	1 851	1 376	875	15 568
Importations	4 919	1	1 203	10	15	6 148
Balance	2 661	3 885	648	1 366	860	9 420
1985						
Exportations	9 239	3 912	2 030	1 425	822	17 518
Importations	5 242	0	1 023	9	28	6 302
Balance	3 997	3 912	1 007	1 416	794	11 216
1986						
Exportations	5 854	2 483	1 869	1 086	842	12 134
Importations	4 379	0	874	9	31	5 293
Balance	1 475	2 483	995	1 077	811	6 841

Source: Statistique Canada, Exportations par marchandise (65-004) et Importations par marchandise (65-007).

Tableau 7.8. Échanges interprovinciaux, 1982-1986

Province d'expédition	Province de livraison	1982	1983	1984	1985	1986
			(GW.h)			
Terre-Neuve	*Québec*	35 777	31 234	36 042	31 837	30 695
Nouvelle-Écosse	*Nouveau-Brunswick*	133	121	282	199	71
Nouveau-Brunswick	*Nouvelle-Écosse*	216	722	301	350	620
Nouveau-Brunswick	*Î.-P.-É.*	476	519	539	575	610
Nouveau-Brunswick	*Québec*	0	5	0	2	0
Québec	*Nouveau-Brunswick*	3 613	3 993	4 306	5 827	7 204
Québec	*Ontario*	5 773	5 379	7 362	8 664	7 292
Ontario	*Québec*	55	52	62	39	17
Ontario	*Manitoba*	4	8	2	5	5
Manitoba	*Ontario*	1 072	957	940	968	735
Manitoba	*Saskatchewan*	1 388	1 598	1 625	1 556	1 211
Saskatchewan	*Manitoba*	1 084	1 206	1 298	1 233	1 076
Saskatchewan	*Alberta*	3	5	4	3	0
Alberta	*Saskatchewan*	0	4	0	0	0
Alberta	*C.-B.*	189	194	262	243	617
C.-B.	*Alberta*	443	342	298	275	553
Total		50 226	46 339	53 323	51 776	50 706

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.



La centrale hydraulique de Nipawin (capacité de 252 mégawatts) de la Saskatchewan Power est entrée en service en septembre 1986.

Figure 7.3. Commerce de l'électricité, 1986 (GW.h)

Transport

Canada

Au Canada, la longueur totale des circuits à 100 kilovolts (kV) et plus a atteint 114 150 kilomètres, soit une augmentation de seulement 242 kilomètres en 1986. La répartition est la suivante: 41 pour 100 des lignes se classent dans une fourchette de 100 kv à 149 kV; 34 pour 100, entre 150 kV et 299 kV et 16 pour 100, entre 300 kV et 599 kV. Terre-Neuve et le Québec sont les deux seules provinces à disposer de lignes de transport dont la capacité excède 600 kV: leur longueur totale est de 10 591 kilomètres, représentant 9 pour 100 du réseau canadien. Le Québec se classe au premier rang pour la longueur totale de ses circuits, qui s'étendent sur 30 126 kilomètres, ce qui représente 26,4 pour 100 du total national. Il est suivi de l'Ontario, qui comprend 24,5 pour 100 du réseau, et de la Colombie-Britannique (12,3 pour 100). Le tableau 8.1 donne un aperçu de la longueur et de la tension des lignes de transport dans chaque province.

Les provinces

L'Alberta, le Québec et le Nouveau-Brunswick sont les seules provinces à avoir prolongé leurs réseaux de transport en 1986.

L'Alberta Power a installé 24 kilomètres de circuits à 144 kV et 110 kilomètres, à 240 kV. Hydro-Québec a ajouté 7 kilomètres à son réseau de 230 kV et 99 kilomètres celui de 735 kV. Énergie Nouveau-Brunswick a construit une nouvelle ligne à 138 kV qui ajoute 9 kilomètres à son réseau.

Plusieurs lignes de transport sont en construction. L'Ontario aura bientôt trois nouvelles lignes à 500 kV : deux devraient entrer en service en 1987 et la troisième, en 1989, ce qui représentera un gain de 448 kilomètres pour l'ensemble de son réseau. L'Alberta prévoit

Tableau 8.1. Longueur des circuits au Canada, 1986 (en kilomètres)

	100 - 149 kV	150 - 199 kV	200 - 299 kV	300 - 399 kV	400 - 599 kV	600 kV et plus	Total
Terre-Neuve	1 681	214	1 883	-	-	600	4 378
Île-du-Prince-Édouard	168	-	-	-	-	-	168
Nouvelle-Écosse	1 586	-	1 204	173	-	-	2 963
Nouveau-Brunswick	1 835	-	528	969	-	-	3 332
Québec	7 608	2 178	3 626	6 723	-	9 991	30 126
Ontario	12 222	-	13 471	6	2 222	-	27 921
Manitoba	4 386	-	4 094	-	2 042	-	10 522
Saskatchewan	3 581	-	2 537	-	-	-	6 118
Alberta	8 142	133	5 027	-	356	-	13 658
Colombie-Britannique	4 264	179	3 854	403	5 264	-	13 964
Yukon	497	-	-	-	-	-	497
Territoires du Nord-Ouest	503	-	-	-	-	-	503
Canada	46 473 (41%)	2 704 (2%)	36 224 (32%)	8 274 (7%)	9 884 (9%)	10 591 (9%)	114 150 (100%)

Source: Statistique Canada, publication 57-202.
Énergie, Mines et Ressources Canada.

avoir terminé en 1987 la construction de huit lignes à 240 kV, d'une longueur totale de 480 kilomètres.

Transport interprovincial

Au tableau 8.2 figurent les principales interconnexions provinciales : il en existe 33, ce qui représente une capacité de transit de 9 895 MW. En 1986, il n'y avait pas de nouvelle ligne interprovinciale en chantier, mais un important projet d'interconnexion était envisagé. La Saskatchewan Power Corporation et l'Alberta Power ont signé un accord visant la construction d'une interconnexion en courant continu à haute tension (CCHT) entre les deux réseaux. Cette interconnexion permettra la mise en commun d'une capacité installée de 100 MW et le commerce de l'électricité entre les deux provinces. Installée entre Swift Current (Sask.) et Empress (Alb.), elle représente 175 kilomètres de circuits à 230 kV en Saskatchewan et 10 kilomètres de circuits à 138 kV en Alberta. Au Canada, il s'agit de la première interconnexion entre les réseaux de l'est et de l'ouest du continent. Assujettie à la réglementation respective des deux provinces, la construction devrait débuter vers le milieu de 1988 et prendre fin l'année suivante.

Transport international

Une nouvelle ligne internationale, à ±450 kV (CCHT), a été achevée en 1986. Reliant le Québec au New Hampshire, elle a une capacité de transit de 690 MW, qui pourrait augmenter à 2 000 MW d'ici 1990.

Le Canada compte maintenant plus de 100 lignes de transport pour faire le commerce d'électricité avec d'autres pays. Même si la plupart de ces lignes ont une faible capacité, il existe tout de même 37 interconnexions à 69 kV ou plus qui représentent une capacité de transit totale de 13 600 MW.

Tableau 8.2. Interconnexions provinciales à la fin de 1986

Interconnexion	Tension	Capacité prévue*
	(kV)	(MW)
Colombie-Britannique/Alberta	1 x 500	800
	1 x 138	110
Saskatchewan/Manitoba	3 x 230	400
Manitoba/Ontario	2 x 230	260
	1 x 115	
Québec/Ontario	4 x 230	1 300
	9 x 120	
Québec/Terre-Neuve	3 x 735	5 225
Québec/Nouveau-Brunswick	2 × ±80 (CC)	700
	1 x 230	150
	2 x 345	500
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	2 x 138	600
	1 x 345	
Nouveau-Brunswick/Î.-P.-É.	1 x 138	200

** Dans les faits, il peut exister un écart entre la capacité de transit réelle et la capacité prévue.*

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Des renseignements sur ces interconnexions figurent au tableau 8.3.

Le Nouveau-Brunswick prévoit l'achèvement en 1989 d'un circuit à 345 kV entre Pointe Lepreau (N.-B.) et Orrington (Maine). Sa capacité de transit est évaluée à 575 MW.

Transport sur de longues distances

Le Canada est un chef de file dans le domaine du transport de l'électricité sur de longues distances, qu'il s'agisse de courant alternatif à très haute tension (THT) ou de courant continu à haute tension (CCHT). Le phénomène s'explique en grande partie par l'abondance de ses ressources hydrauliques. Au début du siècle, l'avènement du transport à haute tension a permis de mettre en valeur le potentiel hydro-électrique des chutes du Niagara, afin de répondre à la demande croissante des agglomérations du sud de l'Ontario. Au Québec, à la même époque, la première ligne de transport à 50 kV était construite pour alimenter Montréal à partir de la centrale de Shawinigan.

Une fois maîtrisés les principaux cours d'eau à proximité des centres de consommation, plusieurs provinces durent étendre leurs réseaux en y ajoutant des lignes de transport, à THT ou en CCHT, sur longues distances.

En 1965, Hydro-Québec installa le premier réseau de transport à 700 kV au monde. Aujourd'hui, cette ligne s'étend sur plus de

1 100 kilomètres, des chutes Churchill (Labrador) à Montréal. De plus, un circuit comparable relie sur environ la même distance le complexe de la Baie James aux centres de charge du Québec.

Le Manitoba a fait oeuvre de pionnier dans la mise au point d'un réseau à ±450 kV en CCHT pour relier les centrales hydrauliques du fleuve Nelson et les consommateurs concentrés dans le sud de la province. L'Ontario et la Colombie-Britannique possèdent également des circuits étendus, de l'ordre de 500 kV à THT. Tous ces circuits figurent à la figure 8.1.

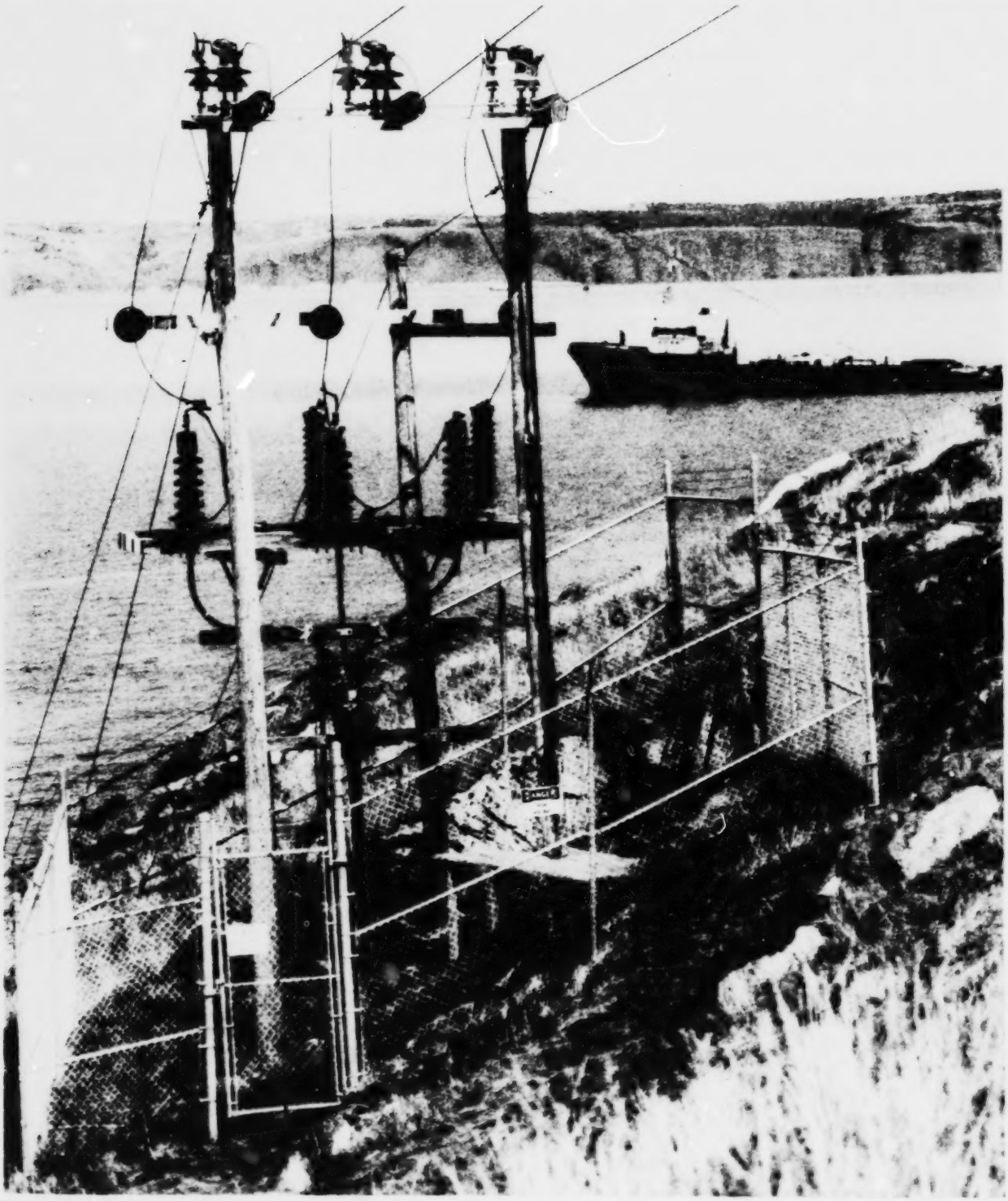
Une telle maîtrise des techniques de transmission a permis non seulement le transport sur de longues distances, mais également l'installation de nombreuses interconnexions entre provinces voisines (33 interconnexions) et entre le Canada et les États-Unis (plus d'une centaine). À la figure 8.2, on retrouve la liste des principales interconnexions provinciales et internationales.

Tableau 8.3. Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis*

Province	État	Tension	Capacité prévue***
		(kV)	(MW)
Nouveau-Brunswick	*Maine*	1 x 345	600
		1 x 138	60
		6 x 69	330
Québec	*New York*	1 x 765	1 400
	New York	2 x 120	200
	Vermont	2 x 120	200
	New Hampshire	±450(CC)	690
*Ontario***	*New York*	230	470
		230	400
		2 x 230	600
		2 x 345	2 300
		2 x 69	132
		2 x 115	200
	Michigan	230	535
		230	515
		345	710
		345	760
	Minnesota	120	35
Manitoba	*Dakota du Nord*	230	150
	Minnesota	230	175
	Minnesota	500	1 000
Saskatchewan	*Dakota du Nord*	230	150
Colombie-Britannique	*Washington*	230	350
		230	300
		2 x 500	1 400

* *Capacité de 35 MW ou plus.*
** *La capacité de transit de plusieurs lignes peut ne pas correspondre au total des capacités individuelles.*
*** *Dans les faits, il peut exister un écart entre la capacité de transit réelle et la capacité prévue.*

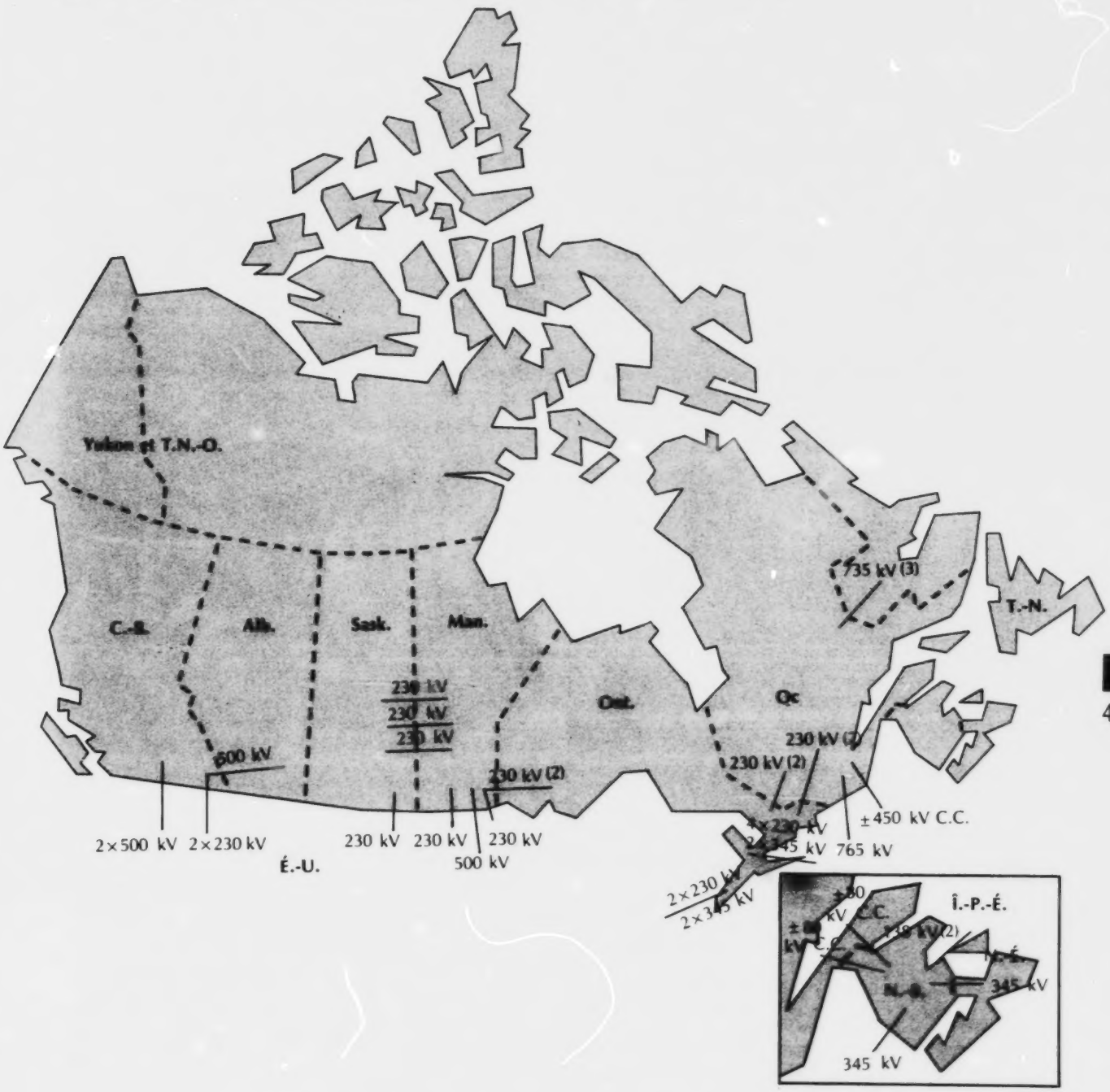
Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.



En juin 1986, la Newfoundland Light & Power a réparé un câble sous-marin d'une longueur de 5 000 mètres servant à alimenter en électricité l'île Bell, dans la baie Conception. Le navire ravitailleur Offshore Trader a servi "d'atelier" au cours des travaux qui ont duré six jours. A l'avant-plan, la boîte de connexion du câble et à l'arrière, l'île Bell.

Figure 8.1 Principaux réseaux de transport sur de longues distances

Figure 8.2. Principales interconnexions provinciales et internationales



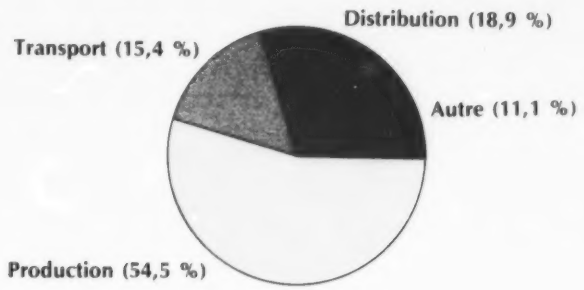
Des employés d'Hydro-Québec effectuent des essais sur une ligne de transport après une chute de neige abondante sur les Îles-de-la-Madeleine.

Investissement et financement des services d'électricité

Capitaux investis

Les investissements des services publics dans de nouvelles installations sont passés de 5,9 milliards de dollars en 1985 à 6,1 milliards en 1986. Au tableau 9.1, on peut constater à quel point l'industrie de l'électricité absorbe des capitaux, ainsi que son importance dans l'économie canadienne. L'investissement des entreprises de service public, par rapport au total des dépenses en capital engagées au pays et au Produit intérieur brut, a diminué depuis 1983. Le phénomène est surtout attribuable à la surcapacité qui caractérise l'industrie de l'énergie électrique, ces dernières

Figure 9.1. Répartition de l'investissement en capital, 1986



Investissement total: 6,1 milliards de dollars.

Tableau 9.1. Investissement des services publics dans le secteur de l'énergie électrique 1977-1986

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Investissement dans le secteur de l'énergie électrique (en milliards de dollars)	4,9	5,9	6,4	6,1	7,3	8,4	7,8	6,3	5,9	6,1
Pourcentage par rapport à l'ensemble du secteur énergétique	56	58	53	42	40	39	42	37	35	43
*Par rapport à l'économie**	10	11	10	8	8	10	9	7	6	6
*Par rapport au PIB**	2,2	2,4	2,3	2,0	2,1	2,2	1,9	1,4	1,2	1,2

* *Ces données représentent l'investissement des services publics par rapport à l'investissement total dans le secteur de l'énergie, ainsi que leur apport à l'économie en général et au PIB.*

Source: Statistique Canada, publication 61-205 et 11-003E.

Tableau 9.2. Répartition de l'investissement en capital, 1977-1986

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
	(en millions de dollars)									
Production	3 085	3 499	3 892	3 580	4 552	5 026	4 882	3 530	3 030	3 340
Transport	907	1 290	1 266	1 114	1 387	1 436	1 270	1 158	861	946
Distribution	519	499	570	703	646	937	766	834	1 038	1 158
Autres	373	648	636	712	734	1 009	852	818	974	680
Total	4 884	5 936	6 364	6 109	7 319	8 408	7 770	6 340	5 903	6 124

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

années. En 1986, cependant, pour la première fois depuis 1983, la part de l'investissement de l'industrie a augmenté dans le secteur énergétique: 43 pour 100 du total, contre 35 pour 100 en 1985.

Des 6,1 milliards de dollars de capitaux injectés en 1986, on estime que le secteur de la production en a recueilli environ 55 pour 100: celui de la distribution, 19 pour 100; et celui du transport, 15 pour 100. À la figure 9.1, on retrouve une ventilation de l'investissement dans chacun de ces secteurs en 1986 et, au tableau 9.2, un sommaire pour la période 1977-1986. Depuis dix ans, la production a absorbé environ 59 pour 100 de l'investissement total.

Au tableau 9.3 figurent les immobilisations de 14 services publics d'importance pour les années 1985 et 1986. À l'exception d'Hydro-Québec, de la Saskatchewan Power, de la TransAlta Utilities et de la BC Hydro, tous les principaux services publics ont accru leur investissement en 1986. À elle seule, Ontario Hydro représente près de 43 pour 100 des apports faits par les services publics en 1986, principalement en raison de la poursuite des travaux au chantier de la centrale nucléaire de Darlington.

Financement

Pour leurs besoins en capitaux, les services publics du Canada font habituellement appel au marché financier des États-Unis, de l'Europe de l'Ouest et du Japon. Comme l'indique le tableau 9.4, la dette à long terme impayée des principaux services publics canadiens s'élevait à 62 milliards de dollars, au 31 décembre 1985. On estime que 30 milliards de dollars (48 pour 100) provenaient du marché intérieur et à peu près 32 milliards de dollars (52 pour 100), de l'étranger. Les

Tableau 9.3. Investissement en capital des principaux services d'électricité

	1985	1986	Variation d'année en année
	(en millions de dollars courants)		(%)
Newfoundland and Labrador Hydro	26	28	7,7
Newfoundland Light & Power	33	33	0,0
Maritime Electric Co. Ltd.	5	10	200,0
Nova Scotia Power	87	124	42,5
Énergie Nouveau-Brunswick	78	80	2,6
Hydro-Québec	1 615	1 537	-4,8
Ontario Hydro	2 617	2 641	0,9
Hydro-Manitoba	185	248	34,1
Saskatchewan Power	251	162	-35,5
Alberta Power	140	157	12,1
Edmonton Power	97	175	80,4
TransAlta Utilities	254	229	-9,8
BC Hydro	194	148	-23,7
Commission d'énergie du Nord canadien	4	12	300,0
Canada	5 586	5 584	-0,1

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 9.4. Dette à long terme et sources de financement des principaux services publics, 1985

	Dette à long terme (en millions de $)	Sources de financement de la dette à long terme	
		Intérieure (%)	Étrangère (%)
Newfoundland and Labrador Hydro	1 411	42	58
Newfoundland Light & Power	121	92	8
Maritime Electric Co. Ltd.	27	100	0
Nova Scotia Power	1 172	71	29
Énergie Nouveau-Brunswick	2 163	38	62
Hydro-Québec	20 123	42	58
Ontario Hydro	22 518	53	47
Hydro-Manitoba	2 524	30	70
Saskatchewan Power	1 778	59	41
Alberta Power	343	100	0
Edmonton Power	577	100	0
TransAlta Utilities	1 094	94	6
BC Hydro	8 209	38	62
Commission d'énergie du Nord canadien	235	100	0
Canada	62 295	48	52

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

États-Unis auraient fourni environ 29 milliards de dollars, soit 91 pour 100 de la part du financement international.

Parmi les quatorze services d'importance, la Newfoundland and Labrador Hydro, Énergie Nouveau-Brunswick, Hydro-Québec, Ontario Hydro, Hydro-Manitoba et la BC Hydro misent énormément sur les capitaux étrangers pour financer leurs projets. Les six sont des sociétés d'État provinciales.

En 1985, le taux d'endettement des services publics d'électricité oscillait entre 65 pour 100, pour le Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg, et près de 97 pour 100 pour la Saskatchewan Power, alors que celui des services privés se situait entre 29 pour 100 et 47 pour 100 (voir tableau 9.5).

On retrouve également parmi les services publics des États-Unis des taux d'endettement élevés, comparables à ceux des sociétés d'État canadiennes. Tel qu'indiqué au tableau 9.5, la Power Authority de l'État de New York, la Tennessee Valley Authority et la Bonneville Power Administration affichent des taux d'endettement de 71, de 83 et de 100 pour 100 respectivement. Parmi les services privés retenus aux États-Unis, aux fins de comparaison, le taux d'endettement variait entre 36 et 53 pour 100.

Tableau 9.5. Taux d'endettement des services d'électricité du Canada et des États-Unis

	1984	1985
CANADA		
Services publics		
Newfoundland and Labrador Hydro	91	90
Nova Scotia Power	94	95
New Brunswick Power	89	88
Hydro-Québec	76	77
Ontario Hydro	83	83
Hydro-Manitoba	97	96
Réseau de Winnipeg	64	65
Saskatchewan Power	95	97
Edmonton Power	84	79
British Columbia Hydro	86	86
Services privés		
Newfoundland Light & Power	47	47
Maritime Electric	38	37
TransAlta Utilities Corporation	33	33
Alberta Power	31	29
ÉTATS-UNIS		
Services publics		
Tennessee Valley Authority	84	83
Bonneville Power Administration	100	100
Power Authority of the State of New York	69	71
Services privés		
Boston Edison Company	50	51
Northeast Utilities	52	53
Consolidated Edison Company of New York	34	36
Niagara Mohawk Power Corporation	46	46
American Electric Power Company	54	53
Northern States Power Company	46	46
Washington Water Power Company	48	44
Pacific Gas and Electric Company	46	48

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Située dans le sud-est de l'Alberta, la centrale de Sheerness a été inaugurée le 20 juin 1986. D'une capacité de 380 mégawatts, cette centrale au charbon est la propriété conjointe de deux services privés: l'Alberta Power et la TransAlta Utilities Corporation. On voit ci-dessus, à l'arrière de la centrale, les épurateurs électrostatiques qui permettent d'éliminer 99 pour 100 des cendres volantes résultant de la combustion du charbon.

Coûts d'approvisionnement

Le coût unitaire des approvisionnements supplémentaires a augmenté rapidement de 1974 à 1982; les hausses des dernières années ont toutefois été beaucoup plus modérées. Établie en fonction du taux d'inflation, l'augmentation réelle du coût de l'électricité a été faible, et cette situation devrait se maintenir au cours des prochaines années.

La flambée du coût de l'électricité enregistrée entre 1974 et 1982 est principalement attribuable à deux facteurs : le taux élevé de l'inflation, qui a augmenté chaque année, en moyenne, de 10 pour 100, et le renchérissement des combustibles fossiles, en moyenne de 18 pour 100 par année. Le taux d'inflation élevé a un double effet sur l'industrie de l'électricité : les coûts de construction de nouvelles installations grimpent, tout comme le loyer de l'argent.

Au tableau 10.1 figurent les taux d'intérêt moyens sur la nouvelle dette à long terme des services publics d'électricité pour la période allant de 1967 à 1986. Les taux ont commencé à augmenter en 1974, à l'époque de la première crise pétrolière. Ils ont atteint leur point culminant en 1981 et ont depuis lors chuté. En 1986, ils étaient de 10,5 pour 100 en moyenne.

L'indice des coûts de construction, présenté au tableau 10.1, montre que ces coûts pour les installations hydro-électriques et thermiques ont progressé plus vite que l'Indice des prix à la consommation (IPC) entre 1969 et 1976. Depuis 1977, cependant, c'est l inverse, à quelques exceptions près en 1979-1980 et en 1986, au regard des centrales thermiques, et en 1981 dans le cas des centrales hydrauliques. L'augmentation moyenne des coûts de construction pour la période allant de 1967 à 1986 se chiffrait à 7,4 pour 100 dans les ouvrages hydro-électriques et à 7,8 pour 100 pour les installations thermiques, contre 7,3 pour 100 pour l'IPC. De façon générale, l'augmentation des coûts de construction dans l'industrie de l'électricité suit celle de l'Indice des prix à la consommation.

Le tableau 10.2 illustre la progression du coût des combustibles fossiles depuis 1969. Celui du combustible utilisé pour la production d'électricité était généralement stable avant la crise de 1973, année après laquelle surviennent les hausses. Au Canada, le coût du combustible fossile par kilowattheure d électricité produite à partir d'énergie thermique classique a plus que quadruplé entre 1973 et 1985, passant de 3,1 à 13,5 mils. La hausse du coût de production des centrales au mazout est encore plus vertigineuse : il passe de 7,1 à 68,02 mils le kilowattheure au cours de la même période, enregistrant une augmentation annuelle de 21 pour 100. En revanche, il a considérablement baissé en 1986, en raison de l'effondrement du cours pétrolier.

Le coût unitaire du charbon dans la production d'électricité varie d'une région à l'autre en fonction du type de charbon utilisé, de sa provenance et de la proportion de l'approvisionnement énergétique total d'origine thermique. Le coût unitaire du charbon de l'Ouest servant à produire de l'électricité est passé de 1,4 mils le kilowattheure en 1973 à 6,6 mils en 1985. En comparaison, celui du charbon de l'Est est passé de 4,7 mils à 26,1 mils au cours de la même période. Dans l'Ouest, le charbon qui

Tableau 10.1. Taux d'inflation, d'intérêt et d'augmentation des coûts de construction, 1967-1986

	Taux d'intérêt moyen	Taux d'augmentation des coûts de construction		IPC
		Hydraulique	Thermique	
	(pour cent)			
1967	6,7	3,6	1,1	3,5
1968	7,8	4,2	2,8	4,7
1969	8,6	5,7	6,8	4,5
1970	9,3	6,6	7,4	3,3
1971	8,5	4,6	6,0	2,9
1972	8,4	6,3	6,1	4,8
1973	8,6	9,2	9,2	7,6
1974	10,2	18,8	20,5	10,9
1975	10,7	14,3	13,4	10,8
1976	10,4	8,9	10,0	7,5
1977	9,6	5,9	7,9	8,0
1978	10,0	7,7	8,7	9,0
1979	10,9	8,7	11,0	9,2
1980	13,3	10,0	11,6	10,2
1981	16,3	13,7	11,9	12,5
1982	15,9	7,2	6,8	10,8
1983	12,8	4,6	4,1	5,8
1984	12,5	3,2	2,8	4,4
1985	11,7	1,7	3,8	4,0
1986	10,5	2,8	4,8	4,1

Source: Taux d'intérêt - McLeod Young Weir Ltd.
Coût de la construction et IPC - publications 62-007 et 62-001 de Statistique Canada.

alimente les centrales est produit sur place, alors que, dans l'Est, la plupart de l'approvisionnement est importé.

Le coût du kilowattheure produit au gaz naturel a bondi entre 1973 et 1985, passant de 3,7 à 31,8 mils, une croissance annuelle de 20 pour 100. Au cours des dix dernières années, l'électricité d'origine nucléaire affiche le plus faible coût unitaire au Canada : 4,7 mils le kilowattheure en 1985, contre 68 mils pour le mazout, 31,8 pour le gaz naturel et 6,6 mils pour le charbon de l'Ouest.

Établissement des prix

Le tableau 10.3 fournit des données sur le produit moyen de la vente d'électricité dans chaque province. Les bénéfices déclarés par les principaux services publics figurent au tableau 10.4. Étant donné que les tarifs d'électricité sont fixés de façon à couvrir les coûts de production, le revenu moyen par unité d'électricité a commencé à augmenter sensiblement en 1975, avec l'escalade des coûts de production. Dans l'ensemble du Canada, l'accroissement annuel moyen du produit unitaire a été de 10,9 pour 100 entre 1976 et 1985. Le taux d'inflation, mesuré par l'Indice des prix à la consommation, a été de 8,2 pour 100 au cours de la même période.

Les prix de revient de l'électricité varient d'une région à l'autre, en fonction des modes de production et de l'importance et la répartition géographique de la clientèle. Au

Tableau 10.2. Coût du combustible pour la production d'électricité, 1969-1985

	Charbon de l'Est	Charbon de l'Ouest	Mazout	Gaz naturel	Uranium	Total
			(mils/kW.h)			
1969	3,46	1,11	4,97	2,54	-	3,24
1970	3,60	1,38	5,68	2,47	-	3,25
1971	4,20	1,28	5,98	3,15	-	3,46
1972	4,32	1,34	6,41	3,93	-	3,42
1973	4,65	1,43	7,06	3,74	-	3,13
1974	5,38	1,54	11,36	5,18	-	4,10
1975	8,64	2,07	12,87	7,17	-	6,16
1976	11,43	2,97	15,38	11,74	1,14	8,11
1977	11,89	3,20	19,01	15,21	1,34	8,40
1978	13,12	2,88	21,22	16,19	1,61	8,82
1979	16,50	3,11	23,93	15,22	1,65	9,62
1980	18,22	3,75	26,22	15,47	2,65	10,69
1981	20,48	4,83	40,77	23,22	2,68	12,22
1982	22,61	5,76	44,88	30,16	2,87	14,04
1983	23,71	5,96	57,27	31,17	3,25	13,20
1984	24,85	5,94	65,11	34,15	3,84	13,64
1985	26,07	6,59	68,02	31,81	4,74	13,54

Source: d'après Statistique de l'énergie électrique, *Statistique Canada, n° de catalogue 57-202, divers numéros.*

Tableau 10.3. Produit moyen de la vente d'électricité par province, 1976-1985

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
					(mils courants/kW.h)					
T.-N.	1,4	1,7	2,0	2,2	2,3	2,8	3,6	3,7	3,9	4,7
Î.-P.-É.	5,1	5,9	6,4	7,2	8,1	10,0	12,0	12,4	12,8	12,9
N.-É.	2,8	3,9	4,4	4,6	4,5	4,9	5,9	6,9	7,5	7,3
N.-B.	2,0	2,4	3,2	3,7	4,1	4,8	5,1	5,3	5,5	5,8
Qc	1,4	1,5	1,7	2,0	2,2	2,6	3,1	3,3	3,4	3,5
Ont.	1,8	2,3	2,4	2,6	2,9	3,2	3,6	3,9	4,2	4,5
Man.	1,7	1,9	2,3	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,4	3,6
Sask.	2,1	2,4	2,7	2,7	2,9	3,6	4,0	4,2	4,5	4,8
Alb.	2,4	2,7	3,1	3,2	3,4	4,1	4,9	5,2	5,4	5,4
C.-B.	1,8	2,1	2,2	2,4	2,6	3,0	3,8	3,8	4,1	4,4
Yukon	3,5	4,1	4,4	4,9	5,3	6,7	8,3	8,3	8,6	9,0
T.N.-O.	5,2	6,9	7,7	9,0	10,0	11,5	14,8	17,9	16,7	16,3
Canada	1,7	2,0	2,3	2,5	2,8	3,1	3,7	3,9	4,1	4,3

Source: Statistique Canada, publication 57-202.

table. u 10.5 figurent les tarifs pour un éventail de villes canadiennes. Dans les trois catégories, Winnipeg (Man.) affichait les tarifs les plus bas et Charlottetown (Î.-P.-É.), les plus élevés. Au tableau 10.6 sont présentées les augmentations annuelles des tarifs par province depuis 1977. En 1986, trois services publics d'électricité ont rajusté à la baisse leurs tarifs. À la Newfoundland and Labrador Hydro, la baisse de 1,7 pour 100 est attribuable au fléchissement du cours pétrolier. En vigueur depuis de 1er juillet 1986, une clause dite "du prix coûtant" a cessé de jouer dans le barème de tarification de la Maritime Electric, ce qui a entraîné une baisse de 3,75 pour 100, comme l'indique le tableau 10.6. Quant à la baisse des tarifs de l'Alberta Power, elle est attribuable à une remise consentie par l'Electric Energy Marketing Agency, à un dégrèvement fiscal provincial et à une restructuration du barème tarifaire.

À la figure 10.1, on retrouve les fluctuations de l'électricité, du pétrole et du gaz naturel en tant qu'éléments de l'Indice des prix à la consommation, de même que les variations de l'Indice lui-même. Le prix de l'électricité a augmenté moins vite ou au même rythme que l'IPC pour la période 1971-1976. Depuis 1977, la croissance de l'Indice du prix de l'électricité est beaucoup plus rapide que celle de l'IPC, mais bien plus faible que celles du mazout et du gaz naturel.

Tableau 10.4. Bénéfices déclarés par les principaux services publics, 1985

	Revenu total	Frais d'exploitation	Combustible	Achat d'énergie	Amortissement	Impôts	Intérêt	Perte au change	Autres frais	Revenu net
	(en millions de dollars courants)									
Newfoundland and Labrador Hydro	331	50	95	1	23	-	121	-	-	41
Newfoundland Light & Power	244	36	-	143	15	14	15	-	-	21
Maritime Electric Co. Ltd.	64	14	-	33	3	5	4	-	-	5
Nova Scotia Power	492	64	193	16	47	5	142	-	37	(12)
Énergie Nouveau-Brunswick	894	91	156	193	76	-	266	-	86	26
Hydro-Québec	4 492	1 163	-	122	419	246	2 075	258	-	209
Ontario Hydro	4 625	966	968	163	655	87	1 325	176	(75)	360
Hydro-Manitoba	553	192	-	9	75	-	244	81	(78)	30
Réseau de Winnipeg	80	23	-	30	3	1	6	-	1	16
Saskatchewan Power	837	228	333	-	78	-	197	-	-	1
Alberta Power	324	22	128	-	31	46	36	-	-	61
Edmonton Power	263	37	-	115	17	20	20	1	(10)	63
TransAlta Utilities	836	165	-	15	116	207	137	-	15	181
BC Hydro	2 094	293	316	12	213	321	872	51	4	12
Commission d'énergie du Nord canadien	89	54	-	-	11	-	22	-	7	(5)
Canada	16 218	3 398	2 189	852	1 782	952	5 482	567	(13)	1 009

Source: Rapports annuels des services publics, 1985.

Tableau 10.5. Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1986

Secteur	Résidentiel	Commercial	Industriel
Demande facturable (kW)	-	100	1 000
Consommation (kW.h)	1 000	25 000	400 000
		($)	
St. John's	70,01	1 769,98	22 101,29
Charlottetown	117,88	3 365,81	48 385,70
Halifax	65,72	2 047,21	21 134,61
Moncton	64,50	2 006,30	20 450,00
Montréal	40,04	1 367,80	15 166,00
Ottawa	46,89	1 223,78	17 393,78
Toronto	52,89	1 262,53	19 730,00
Winnipeg	38,35	1 013,60	11 505,19
Regina	47,26	1 497,20	19 009,70
Calgary	51,23	1 469,26	16 963,00
Edmonton	51,50	1 563,60	19 980,84
Vancouver	52,38	1 308,05	15 766,15
Whitehorse	69,30	2 205,00	-
Yellowknife	90,79	2 669,00	-

Source: publication de Statistique Canada 57-203.

Figure 10.1. Indices des prix, 1971-1986

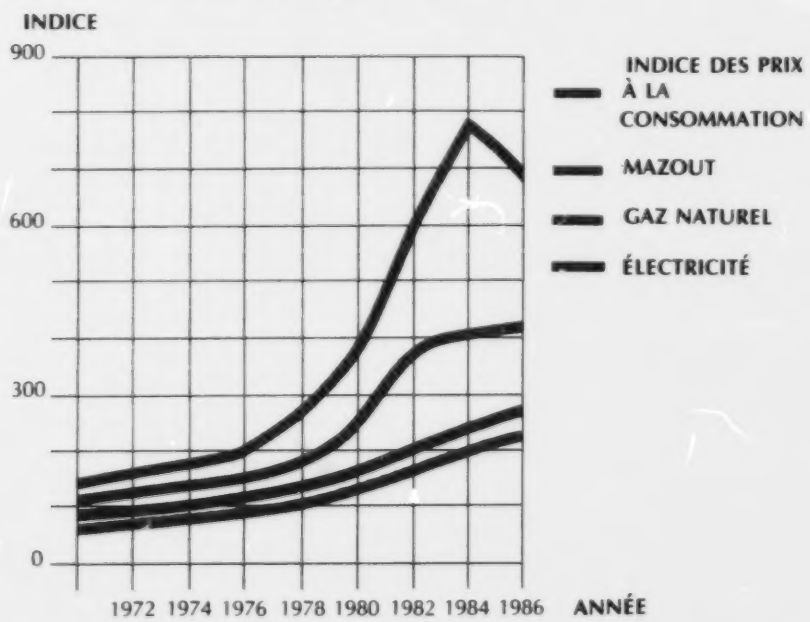
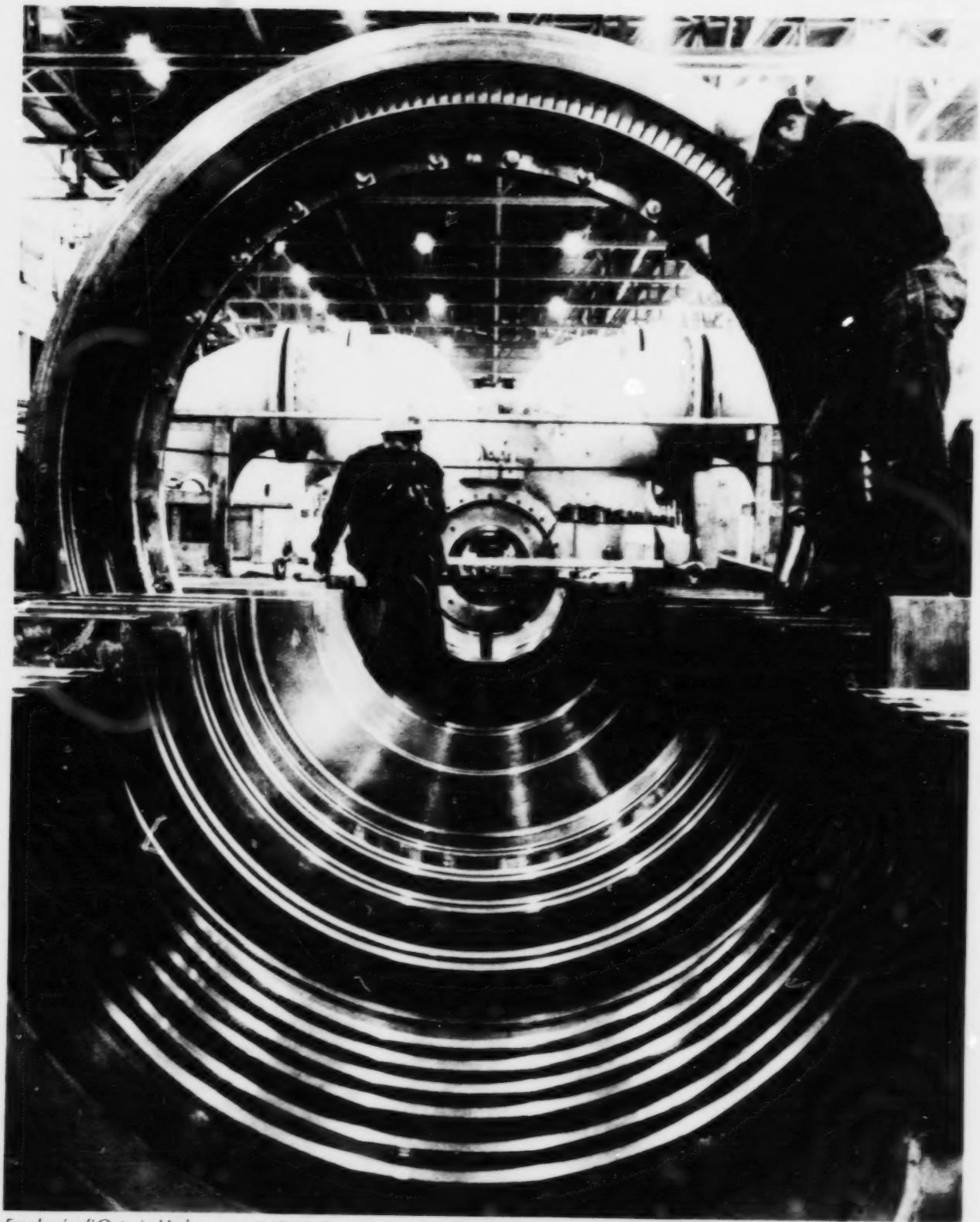


Tableau 10.6. Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1977-1986

	Variation des tarifs (en %): moyenne établie pour toutes les catégories de clients									
	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Newfoundland and Labrador Hydro	8,4	25,0	-	19,0	15,8	-	18,2	-	-	-1,7
Newfoundland Light & Power	9,8	21,2	12,4	11,8	14,6	-	12,0	-	-	8,66
Maritime Electric Co. Ltd.	17,0	13,0	-	13,1	21,4	-**	-**	-**	3,7	-3,75
Nova Scotia Power	43,0	14,0	12,5	-(b)	-	-	36,6	-	-	-
Énergie Nouveau-Brunswick	16,6	9,9	7,9	7,8	9,8	-	8,8	6,2	4,6	-
Hydro-Québec	9,9	18,7	13,7	13,3	10,6	16,3	7,3	4,0	4,0	5,4
Ontario Hydro	25,6	5,7	7,7	7,3	10,0	10,0	8,2	7,5	8,6	4,0
Hydro-Manitoba	15,0	14,9	14,4	-(a)	-	-	9,5	7,9	5,0	2,8
Saskatchewan Power	17,0	3,3	8,3	7,9	16,1	-	12,6	9,2	-	7,5
Edmonton Power	6,0	8,1	-	26,0	12,0	13,2	8,0	5,0	6,7	-
TransAlta Utilities	14,7	15,6	7,5	-	13,0	4,0	15,0	-	1,7	6,1
Alberta Power	20,2	-	-	12,3	28,9	-11,6*	2	-	-4,3	-8,6
BC Hydro	12,1	13,4	5,5	7,6	2,6	20,0*	6,0	6,5	3,8	1,84

(a) En 1979, le gouvernement provincial a gelé les tarifs jusqu'en 1983.
(b) Le gouvernement provincial a gelé les tarifs en 1980.
* *D'après le service dans le secteur résidentiel. (La réduction des tarifs découle du rabais accordé par l'Alberta Electric Energy Marketing Agency.)*
** *Ne reflète pas les variations mensuelles des frais de service et des redressements du prix des combustibles.*

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.



Employés d'Ontario Hydro en train d'installer un diaphragme de turbine lors de la construction de l'unité 7 de la centrale nucléaire Bruce B.

Annexes

Tableau A1.	Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1986	54
Tableau A2.	Capacité installée et projetée, 1986	55
Tableau A3.	Capacité thermique classique, par source principale. Données préliminaires au 31 décembre 1986	55
Tableau A4.	Production d'énergie électrique, par source principale	56
Tableau A5.	Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces	57
Tableau A6.	Exportations d'électricité par services publics, 1986	59
Tableau A7.	Capacité de production par source	60
Tableau A8.	Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1986 et projets pour 1987-2006	66

Tableau A1. Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1986

Année	Puissance installée					Consommation d'énergie électrique	Demande moyenne	Demande de pointe	Marge de réserve		Facteur de charge
	Thermique			Hydro-électrique	Total						
	Classique	Nucléaire	Total partiel								
	(MW)					(GW.h) (a)	(MW) (b)	(MW) (c)	(MW)	(%) (d)	(%) (e)
1920	300	-	300	1 700	2 000	-	-	-	-	-	-
1930	400	-	400	4 300	4 700	19 468	2 222	-	-	-	-
1940	500	-	500	6 200	6 700	33 062	3 774	-	-	-	-
1950	900	-	900	8 900	9 800	55 037	6 283	-	-	-	-
1955	2 100	-	2 100	12 600	14 700	81 000	9 247	12 536	2 164	17	74
1960	4 392	-	4 392	18 657	23 049	109 302	12 477	17 264	5 785	34	72
1965	7 557	20	7 577	21 771	29 348	144 165	16 457	24 167	5 181	21	68
1970	14 287	240	14 527	28 298	42 826	202 337	23 098	34 592	8 234	24	67
1975	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352	265 955	30 360	46 187	15 165	33	66
1976	23 039	3 466	26 505	39 488	65 993	284 829	32 515	49 537	16 456	33	66
1977	24 699	5 066	29 765	40 810	70 575	299 673	34 209	52 001	18 574	36	66
1978	26 154	5 866	32 020	41 898	73 918	316 435	36 123	54 106	19 812	37	67
1979	27 353	5 866	33 219	44 009	77 228	323 465	36 925	55 699	21 529	39	66
1980	27 853	5 866	33 719	47 919	81 638	340 069	38 821	59 170	22 464	38	66
1981	28 493	5 600	34 093	49 216	83 308	346 333	39 536	59 237	24 071	41	67
1982	28 957	6 547	35 504	50 007	85 511	345 115	39 397	62 417	23 094	37	63
1983	30 447	7 771	38 218	51 274	89 492	359 838	41 077	66 866	22 626	34	61
1984	30 427	9 813	40 240	54 949	95 189	385 516	44 009	67 325	27 864	41	65
1985r	30 885	9 813	40 698	56 048	96 746	406 038	46 351	72 145	24 601	34	64
1986p	30 535	10 984	41 519	56 849	98 368	421 856	48 126	73 470	24 898	34	66

(a) 1920-55: Données approximatives calculées en utilisant les données actuelles de Statistique Canada pour les centrales qui produisent de l'énergie destinée à la vente, auxquelles ont été ajoutées les estimations relatives aux centrales produisant exclusivement pour les besoins du propriétaire. Perspectives de l'énergie au Canada, *(Commission royale d'enquête sur les perspectives économiques du Canada) John Davis, 1957, 1956-1981, Statistique Canada, publication 57-202.*

(b) Demande moyenne = consommation d'énergie ÷ 8 760 (heures/an)

(c) Statistique Canada, publication 57-204.

(d) Marge de réserve — $\frac{\text{(Capacité installée - demande de pointe)}}{\text{demande de pointe}}$

(e) Facteur de charge = demande moyenne ÷ demande de pointe

p = données préliminaires r = données révisées

Source: Statistique Canada.
Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau A2. Capacité installée et projetée, 1986

	Hydraulique	Nucléaire	Thermique classique	Total	% du total canadien
	(MW)				
Terre-Neuve	6 417	0	757	7 174	7,29
Île-du-Prince-Édouard	0	0	122	122	0,12
Nouvelle-Écosse	366	0	1 989	2 355	2,39
Nouveau-Brunswick	903	635	1 896	3 434	3,49
Québec	25 812	638	1 111	27 561	28,02
Ontario	7 172	9 711	13 523	30 406	30,91
Manitoba	3 641	0	501	4 142	4,21
Saskatchewan	829	0	1 991	2 820	2,87
Alberta	734	0	6 864	7 598	7,72
Colombie-Britannique	10 844	0	1 599	12 443	12,65
Yukon	82	0	41	123	0,13
Territoires du Nord-Ouest	49	0	141	190	0,19
Total canadien au 31 décembre 1986	56 849	10 984	30 535	98 368	100,00
Pourcentage de la capacité totale	57,79	11,17	31,04	100,00	
Augmentations nettes en 1986	969	1 346	430	2 745	
Augmentations prévues en 1986	0	830	104	934	

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau A3. Capacité thermique classique, par source principale. Données préliminaires au 31 décembre 1986 (MW)

	Vapeur					Turbines à gaz			Combustion interne			Toutes sources thermiques classiques				
	Charbon	Mazout	Gaz	Autres*	Total	Mazout	Gaz	Total	Mazout	Gaz	Total	Charbon	Mazout	Gaz	Autres*	Total
T.-N.	0	505	0	0	505	170	0	170	82	0	82	0	757	0	0	757
Î.-P.-É.	0	70	0	0	70	41	0	41	11	0	11	0	122	0	0	122
N.-É.	954	829	0	0	1 783	205	0	205	1	0	1	954	1 035	0	0	1 989
N.-B.	285	1 561	0	22	1 868	23	0	23	5	0	5	285	1 589	0	22	1 896
Qc	0	628	0	10	638	363	0	363	110	0	110	0	1 101	0	10	1 111
Ont.	9 145	2 295	1 365	90	12 895	437	181	618	4	6	10	9 145	2 736	1 552	90	13 523
Man.	419	0	4	23	446	24	0	24	31	0	31	419	55	4	23	501
Sask.	1 680	0	106	36	1 822	0	162	162	7	0	7	1 680	7	268	36	1 991
Alb.	4 859	65	1 264	107	6 295	0	524	524	14	31	45	4 859	79	1 819	107	6 864
C.-B.	0	124	1 038	190	1 352	100	54	154	76	17	93	0	300	1 109	190	1 599
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0	41	0	41	0	41	0	0	41
T.N.-O.	0	0	0	0	0	0	0	0	141	0	141	0	141	0	0	141
Canada	17 342	6 077	3 777	478	27 674	1 363	921	2 284	523	54	577	17 342	7 963	4 752	478	30 535

* *Essentiellement des déchets de bois et du goudron de bois.*

Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments en raison de l'arrondissement des chiffres.

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau A4. Production d'énergie électrique, par source principale (GW.h)

	Thermiques classiques*								% produit par	
	Charbon	Mazout	Gaz	Total	Nucléaire	Hydraulique	Total	% de la production totale	Services publics	Industries
Terre-Neuve	0	1 278	0	1 278	0	39 129	40 407	8,86	98,90	1,10
Île-du-Prince-Édouard	0	12	0	12	0	0	12	0,00	100,00	0,00
Nouvelle-Écosse	5 748	662	0	6 410	0	1 001	7 411	1,63	95,06	4,94
Nouveau-Brunswick	1 365	2 454	0	3 819	5 227	3 146	12 192	2,67	93,91	6,09
Québec	0	140	0	140	3 792	144 328	148 260	32,53	88,28	11,72
Ontario	25 950	12	0	25 962	58 213	41 050	125 225	27,47	96,89	3,11
Manitoba	163	37	12	212	0	23 840	24 052	5,28	99,72	0,28
Saskatchewan	8 106	7	36	8 149	0	3 764	11 913	2,61	96,88	3,12
Alberta	31 784	18	1 114	32 916	0	1 800	34 716	7,62	91,36	8,64
Colombie-Britannique	0	280	1 569	1 849	0	48 923	50 772	11,14	78,12	21,88
Yukon	0	22	0	22	0	315	337	0,07	100,00	0,00
Territoires du Nord-Ouest	0	188	0	188	0	347	535	0,12	95,14	4,86
Canada	73 116	5 110	2 731	80 957	67 232	307 643	455 832	100,00	94,52	5,48

** Ventilation fondée sur des données estimatives.*

Source:Statistique Canada.
Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces (GW.h)

		Commerce interprovincial			Commerce international*			
	Année	Exportations	Importations	Exportations nettes	Exportations	Importations	Exportations nettes	Total des exportations nettes
Terre-Neuve	1986	30 695	-	30 695	-	-	-	30 695
	1985	31 837	-	31 837	-	-	-	31 837
	1984	36 043	-	36 043	-	-	-	36 043
	1983	31 234	-	31 234	-	-	-	31 234
Île-du-Prince-Édouard	1986	-	610	-610	-	-	-	-610
	1985	-	575	-575	-	-	-	-575
	1984	-	539	-539	-	-	-	-539
	1983	-	519	-519	-	-	-	-519
Nouvelle-Écosse	1986	71	611	-540	-	-	-	-540
	1985	199	350	-151	-	-	-	-151
	1984	282	301	-19	-	-	-	-19
	1983	121	723	-602	-	-	-	-602
Nouveau-Brunswick	1986	1 230	7 275	-6 045	7 008	424	6 584	539
	1985	927	6 026	-5 099	6 093	12	6 081	982
	1984	841	4 588	-3 747	5 657	17	5 640	1 893
	1983	1 245	4 112	-2 867	5 265	24	5 241	2 374
Québec	1986	14 496	30 712	-16 216	12 674	35	12 639	-3 577
	1985	14 491	31 878	-17 387	9 581	3	9 578	-7 809
	1984	11 668	36 105	-24 437	11 250	8	11 242	-13 195
	1983	9 371	31 290	-21 919	10 128	8	10 120	-11 799
Ontario	1986	22	8 027	-8 005	7 957	1 693	6 264	-1 441
	1985	44	9 632	-9 588	10 563	1 701	8 862	-726
	1984	64	8 302	-8 238	11 370	913	10 457	2 219
	1983	59	6 336	-6 277	12 207	369	11 838	5 561
Manitoba	1986	1 946	1 087	859	6 989	12	6 977	7 836
	1985	2 524	1 238	1 286	5 660	45	5 615	6 901
	1984	2 565	1 301	1 264	5 057	43	5 014	6 278
	1983	2 555	1 213	1 342	5 994	19	5 975	7 317

. . ./2

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces (GW.h) (suite)

		Commerce interprovincial			Commerce international*			Total des exportations nettes
	Année	Exportations	Importations	Exportations nettes	Exportations	Importations	Exportations nettes	
Saskatchewan	1986	1 076	1 210	-134	151	64	87	-47
	1985	1 236	1 556	-320	163	93	70	-250
	1984	1 302	1 625	-323	86	66	20	-303
	1983	1 210	1 601	-391	81	84	-3	-394
Alberta	1986	617	555	62	-	3	-3	59
	1985	243	278	-35	-	2	-2	-37
	1984	262	302	-40	-	2	-2	-42
	1983	198	346	-148	-	2	-2	-150
Colombie-Britannique	1986	553	617	-64	4 156	2 727	1 429	1 365
	1985	275	243	32	10 956	837	10 119	10 151
	1984	298	262	36	8 015	1 294	6 721	6 757
	1983	341	196	145	4 633	2 251	2 382	2 527
Yukon	1986	-	-	-	-	-	-	-
	1985	-	-	-	-	-	-	-
	1984	-	-	-	-	-	-	-
	1983	-	-	-	-	-	-	-
Territoires du Nord-Ouest	1986	-	-	-	-	-	-	-
	1985	-	-	-	-	-	-	-
	1984	-	-	-	-	-	-	-
	1983	-	-	-	-	-	-	-
Canada	1986	-	-	-	38 934	4 957	33 977	33 977
	1985	-	-	-	43 016	2 693	40 323	40 323
	1984	-	-	-	41 436	2 343	39 093	39 093
	1983	-	-	-	38 308	2 757	35 551	35 551

** Comprend les échanges.*

Source: Statistique Canada.

Tableau A6. Exportations d'électricité par services publics, 1986

Société exportatrice	Groupe/État importateur	Recettes (en milliers $)	Quantité (GW.h)
Fraser Inc.	Maine	16 530	376
Maine & New Brunswick Electrical Power Co. Ltd.	Maine	1 557	119
Énergie N.-B.	Maine	133 609	4 304
Énergie N.-B.	Massachusetts	127 175	1 853
Hydro-Québec	Maine	14	N
Hydro-Québec	Vermont	58 848	1 472
Hydro-Québec	NEPOOL	31 783	1 386
Hydro-Québec	New York	287 677	9 781
St. Lawrence Power Co.	New York	7 976	299
Ontario Hydro	Vermont	16 572	329
Ontario Hydro	New York	208 180	4 959
Ontario Hydro	Michigan	21 836	743
Canadian Niagara Power Co.	New York	15 771	427
Boise Cascade Canada Ltd.	Minnesota	9	N
Hydro-Manitoba	Minnesota	89 840	5 737
Hydro-Manitoba	Dakota du Nord	21 913	1 271
Saskatchewan Power Corp.	Dakota du Nord	1 169	110
Cominco Ltd.	Washington	1 501	166
West Kootenay Power and Light Co.	Washington	1	N
BC Hydro	Washington	7 111	356
BC Hydro	Oregon	22 656	1 181
BC Hydro	California	14 251	399
BC Hydro	Alaska	47	N

N = quantité négligeable

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau A7. Capacité de production par source (MW)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
TERRE-NEUVE							
Total à la fin de 1985	504,60	170,39	81,67	-	756,66	6 416,20	7 172,86
Additions en 1986	-	-	-	-	-	0,51	0,51
Total à la fin de 1986	504,60	170,39	81,67	-	756,66	6 416,71	7 173,37
ÎLE-DU-PRINCE -ÉDOUARD							
Total à la fin de 1985	70,50	40,85	11,14	-	122,49	-	122,49
Additions en 1986	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin de 1986	70,50	40,85	11,14	-	122,49	-	122,49
NOUVELLE-ÉCOSSE							
Total à la fin de 1985	1 783,09	205,00	0,60	-	1 988,69	366,40	2 355,09
Additions en 1986	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1986	1 783,09	205,00	0,60	-	1 988,69	366,40	2 355,09
Additions projetées							
1991	150,00	-	-	-	150,00	-	150,00
1994	150,00	-	-	-	150,00	-	150,00
1995	300,00	-	-	-	300,00	-	300,00
2000	300,00	-	-	-	300,00	-	300,00
2003	300,00	-	-	-	300,00	-	300,00
2006	300,00	-	-	-	300,00	-	300,00
Total à la fin de 2006	3 283,09	205,00	0,60	-	3 488,69	366,40	3 855,09
NOUVEAU-BRUNSWICK							
Total à la fin de 1985	1 868,08	23,38	4,84	635,00	2 531,30	903,03	3 434,33
Additions en 1986	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin de 1986	1 868,08	23,38	4,84	635,00	2 531,30	903,03	3 434,33
Additions projetées							
1993	335,00	-	-	-	335,00	-	335,00
1998	335,00	-	-	-	335,00	-	335,00
Total end 1998	2 538,08	23,38	4,84	635,00	3 201,30	903,03	4 104,33

. . ./2

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
QUÉBEC							
Total à la fin de 1985	637,75	362,88	110,36	638,00	1 748,99	24 928,53	26 677,52
Additions en 1986	-	-	-	-	0,00	883,50	883,50
Total à la fin de 1986	637,75	362,88	110,36	638,00	1 748,99	25 812,03	27 561,02
Additions projetées							
1989	-	-	-	-	0,00	980,00	980,00
1990	-	-	-	-	0,00	-	0,00
1991	-	-	-	-	0,00	-	0,00
1992	-	-	-	-	0,00	950,00	950,00
1993	-	-	-	-	0,00	950,00	950,00
1994	-	-	-	-	0,00	-	0,00
1995	-	500,00	-	-	500,00	918,00	1 418,00
1996	-	-	-	-	0,00	1 033,00	1 033,00
1997	-	-	-	-	0,00	1 157,00	1 157,00
1998	-	200,00	-	-	200,00	1 013,00	1 213,00
1999	-	-	-	-	0,00	1 187,00	1 187,00
2000	-	-	-	-	0,00	1 704,00	1 704,00
2001	-	-	-	-	0,00	212,00	212,00
2002	-	300,00	-	-	300,00	321,00	621,00
2003	-	300,00	-	-	300,00	-	300,00
Total à la fin de 2003	637,75	1 662,88	110,36	638,00	3 048,99	36 237,03	39 286,02
ONTARIO							
Total à la fin de 1985	12 894,80	617,57	9,52	8 182,00	21 703,89	7 171,53	28 875,42
Additions en 1986	-	-	-	1 529,00	1 529,00	-	1 529,00
Total à la fin de 1986	12 894,80	617,57	9,52	9 711,00	23 232,89	7 171,53	30 404,42
Additions projetées							
1987	-	104,00	-	830,00	934,00	-	934,00
1988	-	-	-	881,00	881,00	-	881,00
1989	-	-	-	881,00	881,00	43,00	924,00
1990	-	-	-	-	0,00	-	0,00
1991	-	-	-	881,00	881,00	-	881,00
1992	-	-	-	881,00	881,00	-	881,00
Total à la fin de 1992	12 894,80	721,57	9,52	14 065,00	27 690,89	7 214,53	34 905,42

.../3

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
MANITOBA							
Total à la fin de 1985	445,80	23,80	30,74	-	500,34	3 641,10	4 141,44
Additions en 1986	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1986	445,80	23,80	30,74	-	500,34	3 641,10	4 141,44
Additions projetées							
1990	-	-	-	-	0,00	256,00	256,00
1991	-	-	-	-	0,00	640,00	640,00
1992	-	-	-	-	0,00	384,00	384,00
1997	-	-	-	-	0,00	130,00	130,00
1998	-	-	-	-	0,00	520,00	520,00
1999	-	-	-	-	0,00	650,00	650,00
Total à la fin de 1999	445,80	23,80	30,74	-	500,34	6 221,10	6 721,44
SASKATCHEWAN							
Total à la fin de 1985	1 921,76	154,92	6,20	-	2 082,88	744,50	2 827,38
Additions en 1986	-	50,00	-	-	50,00	85,00	135,00
Total à la fin de 1986	1 921,76	204,92	6,20	-	2 132,88	829,50	2 962,38
Additions projetées							
1988	-	100,00	-	-	100,00	-	100,00
1989	-	100,00	-	-	100,00	-	100,00
1991	280,00	-	-	-	280,00	-	280,00
1994	-	-	-	-	0,00	85,00	85,00
1995	280,00	-	-	-	280,00	-	280,00
Total à la fin de 1995	2 481,76	404,92	6,20	-	2 892,88	914,50	3 807,38

.../4

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total Thermique	Hydraulique	Total
ALBERTA							
Total à la fin de 1985	5 915,80	524,10	44,87	-	6 484,77	733,70	7 218,47
Additions en 1986	380,00	-	-	-	380,00	-	380,00
Total à la fin de 1986	6 295,80	524,10	44,87	-	6 864,77	733,70	7 598,47
Additions projetées							
1989	400,00	-	-	-	400,00	-	400,00
1990	380,00	-	-	-	380,00	-	380,00
1991	400,00	-	-	-	400,00	-	400,00
1994	375,00	-	-	-	375,00	-	375,00
1995	375,00	-	-	-	375,00	-	375,00
1996	-	200,00	-	-	200,00	-	200,00
1997	-	200,00	-	-	200,00	-	200,00
1998	375,00	-	-	-	375,00	-	375,00
1999	375,00	-	-	-	375,00	-	375,00
2000	375,00	100,00	-	-	475,00	-	475,00
2001	360,00	200,00	-	-	560,00	-	560,00
2002	-	200,00	-	-	200,00	-	200,00
2003	750,00	300,00	-	-	1 050,00	-	1 050,00
2004	375,00	-	-	-	375,00	-	375,00
2005	375,00	-	-	-	375,00	-	375,00
Total à la fin de 2005	11 210,80	1 724,10	44,87	-	12 979,77	733,70	13 713,47
COLOMBIE-BRITANNIQUE							
Total à la fin de 1985	1 351,67	153,70	93,52	-	1 598,89	10 843,67	12 442,56
Additions en 1986	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1986	1 351,67	153,70	93,52	-	1 598,89	10 843,67	12 442,56
Additions projetées							
1997	-	-	-	-	0,00	160,00	160,00
1998	-	-	-	-	0,00	80,00	80,00
2000	-	-	-	-	0,00	300,00	300,00
2001	-	-	-	-	0,00	600,00	600,00
2002	-	-	-	-	0,00	110,00	110,00
2003	-	-	-	-	0,00	110,00	110,00
2004	-	-	-	-	0,00	55,00	55,00
Total à la fin de 2004	1 351,67	153,70	93,52	-	1 598,89	12 258,67	13 857,56

.../5

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total Thermique	Hydraulique	Total
YUKON ET TERRITOIRES DU NORD-OUEST							
Total à la fin de 1985	-	-	181,84	-	181,84	130,70	312,54
Additions en 1986	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1986	-	-	181,84	-	181,84	130,70	312,54
Additions projetées							
1988	-	-	1,90	-	1,90	-	1,90
1991	-	-	0,54	-	0,54	-	0,54
1993	-	-	2,50	-	2,50	-	2,50
Total à la fin de 1993	-	-	186,78	-	186,78	130,70	317,48

. . ./6

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total Thermique	Hydraulique	Total
CANADA							
Total à la fin de 1985	27 393,85	2 276,59	575,30	9 455,00	39 700,74	55 879,36	95 580,10
Additions en 1986	380,00	50,00	0,00	1 529,00	1 959,00	969,01	2 928,01
Total à la fin de 1986	27 773,85	2 326,59	575,30	10 984,00	41 659,74	56 848,37	98 508,11
Additions projetées							
1987	0,00	104,00	0,00	830,00	934,00	0,00	934,00
1988	0,00	100,00	1,90	881,00	982,90	0,00	982,90
1989	400,00	100,00	0,00	881,00	1 381,00	1 023,00	2 404,00
1990	380,00	0,00	0,00	0,00	380,00	256,00	636,00
1991	830,00	0,00	0,54	881,00	1 711,54	640,00	2 351,54
1992	0,00	0,00	0,00	881,00	881,00	1 334,00	2 215,00
1993	335,00	0,00	2,50	0,00	337,50	950,00	1 287,50
1994	525,00	0,00	0,00	0,00	525,00	85,00	610,00
1995	955,00	500,00	0,00	0,00	1 455,00	918,00	2 373,00
1996	0,00	200,00	0,00	0,00	200,00	1 033,00	1 233,00
1997	0,00	200,00	0,00	0,00	200,00	1 447,00	1 647,00
1998	710,00	200,00	0,00	0,00	910,00	1 613,00	2 523,00
1999	375,00	0,00	0,00	0,00	375,00	1 837,00	2 212,00
2000	675,00	100,00	0,00	0,00	775,00	2 004,00	2 779,00
2001	360,00	200,00	0,00	0,00	560,00	812,00	1 372,00
2002	0,00	500,00	0,00	0,00	500,00	431,00	931,00
2003	1 050,00	600,00	0,00	0,00	1 650,00	110,00	1 760,00
2004	375,00	0,00	0,00	0,00	375,00	55,00	430,00
2005	375,00	0,00	0,00	0,00	375,00	0,00	375,00
2006	300,00	0,00	0,00	0,00	300,00	0,00	300,00
Total à la fin de 2006	35 418,85	5 130,59	580,24	15 338,00	56 467,68	71 396,37	127 864,05

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1986 et projets pour 1987-2006

Province et centrale	Type*	Augmentations en 1986	Entrée en service prévue	Augmentations projetées	État*	Puissance projetée de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
NOUVELLE-ÉCOSSE						
Nouvelle unité	V(c)		1994	150	P	
			1995	300	P	
			2000	300	P	
			2003	300	P	
			2006	300	P	1 350,00
Trenton	V(c)		1991	150	P	360,00
NOUVEAU-BRUNSWICK						
Nouvelle unité	V(c)		1993	335	P	
			1998	335	P	670,00
QUÉBEC						
LG-4		3 × 294,5			I**	2 650,50
Manic 5A	H		1989	4 × 245	P	2 272,00
LG-2A	H		1992	2 × 317	P	
			1992	316	P	
			1993	316	P	
			1993	2 × 317	P	7 228,00
LG-1	H		1995	6 × 108	P	
			1996	6 × 108	P	1 296,00
LA-1 (Laforge)	H		1997	3 × 130	P	
			1997	3 × 131	P	783,00
Brisay	H		1996	193	P	
			1996	192	P	385,00
Sainte-Marguerite	H		1998	2 × 411	P	822,00
Grande-Baleine	H		1999	395	P	
			1999	2 × 396	P	
			2000	304	P	
			2000	2 × 700	P	2 891,00
Ashupmushuan	H		2001	2 × 106	P	
			2002	3 × 107	P	533,00
Groupe de pointe	H		1995	270	P	
			1997	374	P	
			1998	191	P	835,00
Groupe de pointe	TG(M)		1995	500	P	
			1998	200	P	
			2002	300	P	
			2003	300	P	1 300,00

. . ./2

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1986 et projets pour 1987-2006 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations en 1986	Entrée en service prévue	Augmentations projetée	État*	Puissance projetée de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
ONTARIO						
Bruce B	N	830			I	
			1987	830	C	3 320,00
Darlington	N		1988	881	C	
			1989	881	C	
			1991	881	C	
			1992	881	C	
	TG		1987	4 × 26	P	3 628,00
Magpie	H		1989	4 × 7,5	P	
			1989	2 × 6,5	P	43,00
Pickering B	N	516			I	2 064,00
MANITOBA						
Limestone	H		1990	2 × 128	C	
			1991	5 × 128	C	
			1992	3 × 128	C	1 280,00
Wuskwatim	H		2009	87,5	P	
			2010	3 × 87,5	P	350,00
Conawapa	H		1997	130	P	
			1998	4 × 130	P	
			1999	5 × 130	P	1 300,00
SASKATCHEWAN						
Nipawin	H	85			I	255,00
Meadow Lake	TG(G)	50				101,00
Ermine	TG(G)		1988	100	P	100,00
Saskatoon	TG(G)		1989	100	P	100,00
Shand	V(c)		1991	280		
			1995	280		560,00
Island Falls	H		1994	85		190,00

. . ./3

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1986 et projets pour 1987-2006 (suite)

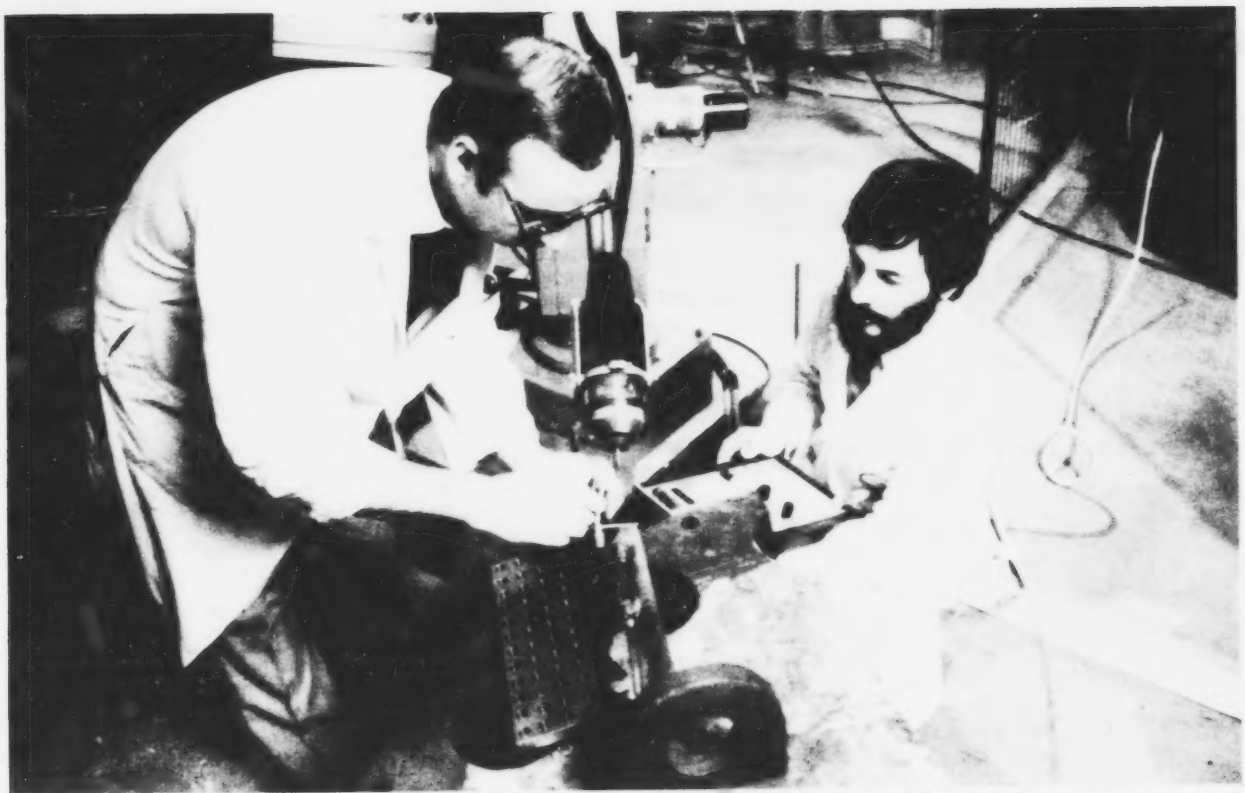
Province et centrale	Type*	Augmentations en 1986	Entrée en service prévue	Augmentations projetées	État*	Puissance projetée de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
ALBERTA						
Genesee	V(c)		1989	400	C	
			1991	400	C	800,00
Sheerness	V(c)			380	I	
			1990	380	C	760,00
Nouvelle unité	V(c)		1994	375	P	
			1995	375	P	
			1998	375	P	
			1999	375	P	
			2000	375	P	
			2003	2 × 375	P	
			2004	375	P	
			2005	375	P	3 375,00
Groupe de pointe	TG		1996	2 × 100	P	
			1997	2 × 100	P	
			2000	1 × 100	P	
			2001	2 × 100	P	
			2002	2 × 100	P	
			2003	3 × 100	P	1 200,00
COLOMBIE-BRITANNIQUE						
Keenleyside	H		1997	2 × 80	P	
			1998	1 × 80	P	240,00
Murphy Creek	H		2002	2 × 55	P	
			2003	2 × 55	P	275,00
			2004	55	P	
Rivière de la Paix C	H		2000	2 × 150	P	
			2001	4 × 150	P	900,00
YUKON						
Dawson	CI		1988	0,9	P	
			1993	0,9	P	4,32
TERRITOIRES DU NORD-OUEST						
Hay River	CI		1986	3	P	12,00

*** Légende**

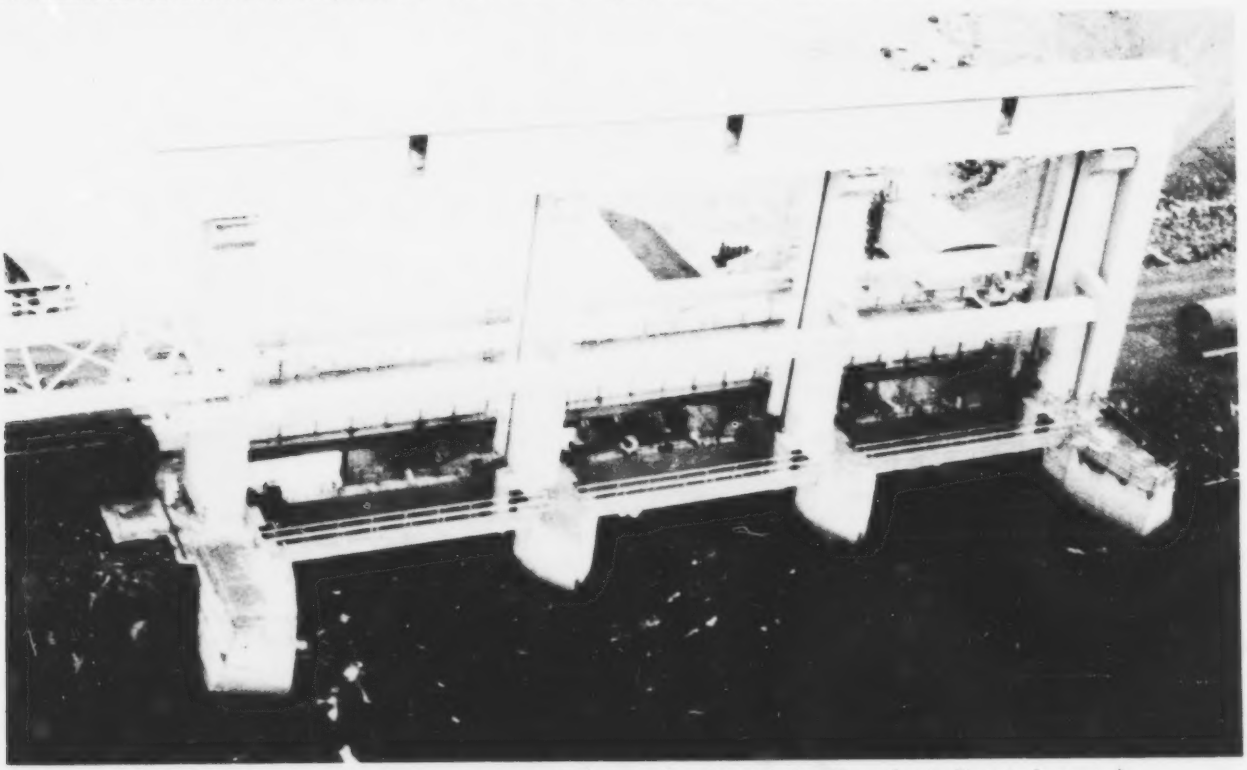
H	Hydraulique	CI	Combustion interne
V(c)	Vapeur (charbon)	TG	Turbine à gaz
N	Nucléaire	TG(M)	Turbine à gaz (mazout)
I	Installée	TG(G)	Turbine à gaz (gaz naturel)
P	Projetée	C	En construction

*I** Installée, période d'essai.*

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.



À l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, un robot aide les employés à effectuer des travaux de soudure.



Le barrage Lobstick est l'un des principaux ouvrages régulateurs du réservoir Smallwood qui alimente la centrale hydraulique de Churchill Falls (Labrador).

Définitions et abréviations

British Thermal Unit (BTu): unité servant à mesurer la quantité de chaleur nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit la température d'une livre d'eau.

Capacité: dans l'industrie de l'énergie électrique, ce mot a deux significations:

1. Puissance du réseau: la capacité maximale de livraison d'énergie d'un réseau. Par exemple, un service public peut avoir une capacité nominale de 5 000 mégawatts, ou encore il peut vendre 50 mégawatts de capacité (c'est-à-dire de puissance).

2. La puissance de transport de l'équipement: la quantité maximale de puissance qu'une certaine pièce de matériel est capable de transporter. Par exemple, une unité de production d'électricité pourrait avoir une capacité nominale de 50 mégawatts.

Capacité génératrice de réserve: capacité supplémentaire requise dans un réseau d'électricité, en sus de la charge de pointe prévue. Une telle réserve est requise pour deux raisons principales: en cas de panne imprévue du matériel électrogène, et au cas où la charge de pointe réelle serait supérieure aux prévisions.

Capacité installée: capacité mesurée aux bornes de sortie de tous les groupes électriques d'une centrale, sans déduction des besoins de service de celle-ci.

Charge: quantité de puissance ou d'énergie électrique consommée par un client particulier ou par un groupe de clients.

Charge de base: charge minimale constante sur une période donnée.

Consommation: quantité d'énergie électrique utilisée, habituellement mesurée en kilowattheures.

Courant: flux d'électricité dans un conducteur. Le courant est mesuré en ampères.

Courant alternatif (CA): courant qui alterne périodiquement de sens. En Amérique du Nord, la norme du courant alternatif est de 60 cycles complets par seconde. On dit d'un tel courant électrique qu'il a une fréquence de 60 hertz. Le courant alternatif est utilisé universellement dans les réseaux d'électricité, car son transport et sa distribution sont bien plus économiques que ceux du courant continu.

Courant continu (CC): courant qui circule constamment dans la même direction (par opposition au courant alternatif). Une pile fournit du courant continu.

Demande de pointe: charge maximale consommée par un client, un groupe de clients ou un réseau pendant une période fixe telle un mois ou un an. Il peut s'agir de la charge maximale instantanée ou, de façon plus habituelle, de la charge moyenne sur un intervalle court, une heure par exemple. Exprimée normalement en kilowatts ou en mégawatts.

Énergie d'économie: énergie vendue par un service d'électricité à un autre, pour économiser sur des coûts de production, lorsque l'acheteur dispose d'une capacité suffisante pour fournir les charges de son propre réseau.

Énergie électrique: quantité d'électricité livrée sur une période donnée. Le kilowattheure (kW.h) est l'unité de mesure généralement utilisée.

Énergie interruptible: énergie disponible en vertu d'une entente qui autorise la diminution ou l'interruption de la livraison au gré du fournisseur.

Énergie nucléaire: énergie produite dans une centrale où la vapeur actionnant les turbines provient de la chaleur dégagée par la fission atomique et non de la combustion de produits tels le charbon, le mazout ou le gaz naturel.

Exportations nettes: total des exportations moins total des importations.

Facteur de capacité: quelle que soit la pièce de matériel, rapport de la charge moyenne pour une période donnée sur la capacité nominale.

Facteur de charge: coefficient de la charge moyenne pendant une période donnée sur la charge de pointe maximale au cours de la même période (habituellement exprimé en pourcentage).

Frais liés à la demande: prix de l'électricité établi d'après la demande la plus élevée d'un client au cours d'une période déterminée, habituellement un mois, indépendamment de la quantité d'énergie consommée (par exemple, 2 $ le kilowatt par mois). Les frais liés à l'énergie constituent un autre type de facturation.

Frais liés à l'énergie: prix de l'électricité établi d'après la quantité d'énergie utilisée (par exemple, 20 mils le kW.h). Les frais liés à la demande sont un autre mode de facturation.

Fréquence: nombre de cycles qu'effectue le courant alternatif en une seconde. La norme nord-américaine est de 60 cycles par seconde ou de 60 hertz.

Gigawatt (GW): un milliard de watts; un million de kilowatts (voir Watt).

Gigawattheure (GW.h): unité d'énergie qui équivaut à un million de kilowattheures ou à un milliard de wattheures.

Hertz (Hz): unité de fréquence pour le courant alternatif, anciennement appelée cycles par seconde. La fréquence normalisée pour l'alimentation électrique en Amérique du Nord est de 60 hertz.

Indice des prix à la consommation (IPC): l'évolution en pourcentage, sur une période donnée, du coût d'achat d'un ''panier'', ensemble constant de biens et de services. Ce panier se compose d'articles pour lesquels il existe en permanence des prix mesurables, de sorte que les variations de coût de l'ensemble sont strictement attribuables aux fluctuations des prix.

Joule: unité internationale de mesure de l'énergie produite par une puissance d'un watt pendant une seconde. Le joule est une très petite unité; un kilowattheure représente environ 3,6 millions de joules.

Kilovolt (kV): mille volts.

Kilowatt (kW): unité commerciale d'énergie électrique égalant 1 000 watts, soit la quantité d'énergie requise pour allumer 10 ampoules électriques de 100 watts.

Kilowattheure (kW.h): unité commerciale d'énergie électrique égalant 1 000 wattheures, soit la quantité d'électricité consommée par 10 ampoules électriques de 100 watts pendant une heure. Un kilowattheure est égal à 3,6 millions de joules.

Mégawatt (MW): unité de puissance égale à 1 000 kilowatts.

Mégawattheure (MW.h): unité de puissance égale à 1 000 kilowattheures.

Mil: un millième de dollar.

Production classique: électricité d'une centrale où la force motrice est de la vapeur d'eau ou des gaz d'échappement produits à partir de combustibles fossiles.

Production mixte: production combinée d'électricité et d'énergie thermique. Ce système offre de grandes possibilités dans les industries où une forte demande d'électricité est associée à une forte demande de vapeur.

Produit intérieur brut (PIB): la valeur totale des biens et des services produits au Canada. Le PIB mesuré en dollars constants se définit comme le PIB réel.

Puissance: taux de livraison de l'énergie électrique et unité de mesure de la capacité. L'unité de base est le kilowatt (kW).

Puissance garantie: puissance électrique disponible à tout moment pendant la période de l'entente.

Réseau d'électricité: toutes les installations interconnectées d'un service d'électricité: centrales, transformateurs, lignes de transport et de distribution et tous les éléments de sécurité nécessaires pour assurer le service aux clients.

Réseau: réseau de conducteurs et de connexions.

Source d'énergie: source primaire dont la puissance sera convertie en électricité. Les sources d'énergie comprennent, entre autres, le charbon, le pétrole et ses dérivés, le gaz, l'eau, l'uranium, les énergies éolienne, solaire et géothermique.

Source d'énergie primaire: source d'énergie à partir de laquelle l'électricité est produite, par exemple les chutes d'eau, l'uranium (par fission nucléaire), le charbon, le mazout, le gaz naturel, le vent, l'énergie marémotrice.

Tension: force électrique ou différence de potentiel qui provoque un débit de courant dans un circuit (tout comme la pression provoque le débit de l'eau dans un tuyau). La tension est mesurée en volts (V) ou en kilovolts (kV). Un kilovolt est égal à 1 000 volts.

Térawattheure (TW.h): un milliard de kilowattheures.

Watt: unité scientifique de puissance électrique correspondant à la consommation d'un joule par seconde. Une ampoule électrique ordinaire a une valeur nominale de 25, de 40, de 60 ou de 100 watts, ce qui signifie qu'elle consomme cette quantité de puissance lorsqu'elle éclaire. Un cheval vapeur impérial (HP) est égal à 746 watts.

L'évacuateur de crues de la centrale La Grande 2 d'Hydro-Québec; une fois les cinq vannes ouvertes, l'eau est projetée dans les airs d'une hauteur d'une vingtaine de mètres, dissipant ainsi une partie de son énergie avant de retomber.